



2T
26

Release de Resultados

AGOSTO
2026

SUMÁRIO

Destaques	4
Carta da Administração	6
Mercado de Energia	8
Desempenho Operacional	11
Hidrelétrica.....	11
Eólica.....	12
Solar	13
Impacto do <i>Curtailment</i> e Ganhos de Modulação	15
Balanco Energético	16
Balanço Energético Consolidado	16
Balanço Energético do Segmento de Geração.....	16
Balanço Energético do Segmento de Comercialização.....	18
Balanço Energético das Participações Minoritárias.....	19
Desempenho Financeiro Consolidado	20
Desempenho Financeiro do Segmento de Geração.....	27
Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização.....	28
Desempenho Financeiro das Participações Minoritárias.....	29
Outras Informações Relevantes	30
Portaria nº 140/2026 sobre o Termo de Compromisso para o <i>Curtailment</i>	30
Reorganização Societária.....	30
Contencioso Passivo.....	31
Visão Geral do Trimestre	33

Teleconferência

06 de agosto de 2026

(em português com tradução simultânea para o inglês)

10:00h (Brasília) | **09:00h** (Nova Iorque) | **14:00h** (Londres)

[Clique aqui](#) para acessar o *webcast*

Apresentação de Resultados disponível em: ri.aurenenergia.com.br

Contatos

Relações com Investidores

- **Mateus Ferreira** (Vice-Presidente de Finanças e DRI)
- **Marcelo Sá** (Diretor de Relações com Investidores)
- **Juliana Ramirez** (Gerente de Relações com Investidores)
- **Emille Reckia** (Consultora de Relações com Investidores)
- **Bruna Freixo** (Analista de Relações com Investidores)
- **Bruno Tavares** (Analista de Relações com Investidores)

ri@aurenenergia.com.br

ri.auren@aurenenergia.com.br

Em 30 de junho de 2026:

AURE3:
R\$ 11,60

Valor de Mercado:
R\$ 12,2 bilhões

Destaques

Auren registra **EBITDA Ajustado de R\$ 859 milhões** no 2T26, com destaque para o início da **operação em teste do Complexo Cajuína 3**

Resiliência do portfólio: no 2T26, a Companhia obteve **ganhos de modulação de R\$ 70,5 milhões, mitigando parcialmente o efeito do curtailment** de R\$ 97,8 milhões. O ganho total de modulação foi **75% superior** ao observado no 2T25 (R\$ 40,4 milhões). Esse resultado é reflexo do perfil horário de geração da Companhia, da maior volatilidade dos preços e do PLD médio mais elevado no trimestre. No 6M26, o efeito líquido do portfólio é de R\$ 16,3 milhões negativos, resultado de um impacto de curtailment de R\$ 184,0 milhões parcialmente compensado pelo efeito positivo de modulação de R\$ 167,7 milhões.

Disciplina na gestão financeira: a **dívida líquida reduziu R\$ 194,2 milhões** no trimestre, enquanto a alavancagem subiu marginalmente para 5,3x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, devido à queda do EBITDA dos últimos 12 meses (UDM). A trajetória de **desalavancagem segue em linha com o planejado**, com estabilização em 2026 e queda a partir de 2027.

EBITDA Ajustado: a Auren registrou **EBITDA Ajustado de R\$ 858,9 milhões no 2T26**, redução de 12,4% em relação ao mesmo período do ano anterior, reflexo do **menor resultado da comercializadora** aliado ao **recurso eólico mais baixo** e **curtailment mais elevado** em comparação ao mesmo período de 2025.

Avanço na reorganização societária: a Auren **concluiu a primeira etapa da Reorganização Societária (Fase 1)**, no dia 31 de maio de 2026, com a incorporação da Auren Participações pela Auren Operações. A última etapa, que corresponde à incorporação da Auren Operações pela CESP (Fase 2) foi aprovada pela Companhia, no dia 24 de junho de 2026, e permanece condicionada à implementação de condições precedentes, incluindo aprovações regulatórias.

Construção de Cajuína 3: a implantação de Cajuína 3, com capacidade instalada de 112,1 MW, continua evoluindo **conforme o cronograma e orçamento previstos**, com aproximadamente 88% do projeto concluído. As atividades de comissionamento estão em fase final, com início da operação em teste dos primeiros 6 aerogeradores até a data desta divulgação. Os testes e validações regulatórias seguirão ao longo dos próximos meses, em preparação para a **operação comercial completa, estimada para dezembro**. Durante o período de testes, a energia gerada é liquidada a PLD.

Compensação do curtailment: em 21 de julho de 2026, o MME publicou a Portaria Normativa nº 140, regulamentando os **procedimentos para compensação financeira** de geradores eólicos e solares afetados por cortes de geração por razão de confiabilidade elétrica ou indisponibilidade externa no período de setembro de 2023 a novembro de 2025. O normativo define as etapas para operacionalização da compensação, incluindo **manifestação de interesse dos agentes, apuração e classificação dos cortes e definição dos valores**. A Companhia estima uma compensação de cerca de **R\$ 300 milhões** e está avaliando a viabilidade de manifestação de interesse para participação no mecanismo até o dia 10 de agosto de 2026, conforme previsto na Portaria.

Selo Pró-Ética: em 1º de julho de 2026, a Auren Energia recebeu o Selo Pró-Ética, **reconhecimento da Controladoria-Geral da União (CGU)** concedido a empresas que se destacam pela adoção de programas efetivos de integridade e prevenção à corrupção. Obtida na primeira participação da Companhia no processo de avaliação, a certificação **reforça o compromisso da Auren com elevados padrões de ética, governança e transparência**, fortalecendo sua agenda ESG e a geração de valor sustentável para seus *stakeholders*.

Destaques do Período – Informações Operacionais e Financeiras

Destaques Operacionais Geração (MW médios)	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Hidro	1.943,3	1.784,4	8,9%	2.002,4	2.178,4	-8,1%
Eólica ¹	1.152,5	1.279,2	-9,9%	994,8	1.137,8	-12,6%
Solar ¹	154,6	144,3	7,2%	170,7	174,6	-2,2%
Total Próprios	3.250,5	3.207,9	1,3%	3.167,9	3.490,8	-9,3%
Participações em Ativos Hidrelétricos ²	262,8	223,4	17,6%	203,5	191,4	6,3%
Total Próprios e Participações	3.513,3	3.431,3	2,4%	3.371,4	3.682,3	-8,4%

Destaques Operacionais Disponibilidade Média	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Eólica	92,8%	93,5%	-0,7 p.p.	93,4%	92,8%	0,6 p.p.
Solar	98,6%	98,6%	n.a.	98,5%	97,2%	1,3 p.p.

Destaques Financeiros (R\$ milhões)	2T26	2T25 proforma	Var.	6M26	6M25 proforma	Var.
Receita Líquida	3.055,5	2.885,5	5,9%	6.130,0	5.837,8	5,0%
Geração	1.765,7	1.596,8	10,6%	3.468,9	3.217,8	7,8%
Hidrelétrica	1.001,9	1.025,7	-2,3%	2.028,4	2.015,0	0,7%
Eólica	697,7	638,6	9,3%	1.284,2	1.236,8	3,8%
Solar	101,6	107,3	-5,3%	235,0	237,9	-1,2%
Eliminações da Geração	(35,5)	(174,8)	-79,7%	(78,7)	(272,0)	-71,1%
Comercialização	1.999,5	1.894,2	5,6%	4.024,6	3.682,0	9,3%
Eliminações	(709,7)	(605,4)	17,2%	(1.363,4)	(1.061,9)	28,4%
EBITDA Ajustado³	858,9	980,6	-12,4%	1.784,8	2.185,9	-18,4%
Geração	902,1	946,4	-4,7%	1.879,5	2.003,1	-6,2%
Hidrelétrica	452,1	461,7	-2,1%	1.067,7	1.038,6	2,8%
Eólica	387,4	432,9	-10,5%	694,9	827,3	-16,0%
Solar	62,5	51,9	20,5%	116,9	137,2	-14,8%
Comercialização	(17,2)	53,0	n.a.	(41,0)	214,7	n.a.
Holding e Pipeline	(25,9)	(18,8)	38,0%	(53,7)	(31,9)	68,5%
Margem EBITDA Ajustada	28,1%	34,0%	-5,9 p.p.	29,1%	37,4%	-8,3 p.p.
Resultado Líquido	(379,1)	(562,9)	-32,7%	(980,7)	(508,9)	92,7%
Dívida Líquida	18.907,5	18.748,2	0,8%	18.907,5	18.748,2	0,8%
Alavancagem	5,3x	4,8x	0,5x	5,3x	4,8x	0,5x

Importante: Tendo em vista a evolução da metodologia de rateio das despesas da Companhia entre segmentos e fontes, passamos a reportar o EBITDA de Geração aberto entre as fontes hidrelétrica, eólica e solar e, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 2T26 e 6M26 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras de 2025 por segmento são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando a metodologia de rateio aplicada a Companhia desde 01/01/2025 exclusivamente para fins comparativos.

¹ Considera a geração efetiva somada à energia que será ressarcida dado o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), após atingimento da franquia. Para a fonte eólica, considera 100% da Capacidade Instalada de Tucano Holding III (155 MW), *joint-venture* entre Auren Participações e Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%).

² A geração dos ativos com participação minoritária foi ponderada pela participação econômica indireta da Auren.

³ Ajustes detalhados na seção "Desempenho Financeiro".

Carta da Administração

O segundo trimestre de 2026 trouxe uma mudança importante na dinâmica de preços de curto prazo do mercado de energia. Após um início de ano caracterizado por preços elevados, a melhora das condições hidrológicas, aliada à carga abaixo do esperado e à incorporação do LRCAP ao modelo de formação de preços, resultou em uma redução significativa do preço de energia de curto prazo ao longo do trimestre. No submercado Sudeste, o PLD médio recuou de R\$ 308/MWh no 1T26 para R\$ 207/MWh no 2T26.

Esse movimento ocorreu em linha com a visão que vínhamos compartilhando com investidores e analistas desde o início do ano, de que a curva de preços negociada no mercado de energia incorporava um prêmio relevante frente aos cenários avaliados pela Companhia em seus modelos de simulação. Nesse contexto, a evolução dos preços observada ao longo do trimestre confirmou a nossa expectativa e contribuiu positivamente para o desempenho da Auren, considerando a nossa posição *short* para este trimestre.

A tendência de redução dos preços estendeu-se também ao terceiro trimestre com registros sucessivos de queda relevante em relação aos níveis observados no início do ano. Para o quarto trimestre, embora tenha ocorrido recuo nos preços, a curva de preços de mercado ainda incorpora um prêmio significativo, refletindo, principalmente, as incertezas associadas aos possíveis impactos do El Niño sobre as temperaturas e, consequentemente, sobre a carga do sistema, além da baixa liquidez do mercado e incertezas em relação ao início do próximo período úmido. Conforme divulgado em nosso balanço de energia, a Auren não tem exposição *short* relevante em 2027, mesmo considerando os efeitos do GSF e do *curtailment*.

No âmbito operacional, seguimos demonstrando a resiliência de nosso portfólio diante dos desafios enfrentados pelas fontes renováveis no Sistema Interligado Nacional (SIN). Os ganhos de modulação totalizaram R\$ 70,5 milhões no trimestre, crescimento de 75% em relação ao mesmo período do ano anterior, compensando parcela relevante do impacto do *curtailment*, que totalizou R\$ 97,8 milhões no período. O resultado reflete a combinação entre o perfil horário de geração da Companhia, maior volatilidade dos preços e níveis de PLD ainda elevados ao longo do trimestre. No acumulado do ano, o efeito líquido negativo sobre o portfólio é de R\$ 16,3 milhões, com um impacto do *curtailment* de R\$ 184,0 milhões parcialmente compensado pelo efeito positivo de modulação de R\$ 167,7 milhões.

Por outro lado, observamos uma elevação no montante de energia associado aos cortes de geração em relação ao mesmo período do ano passado. O *curtailment* total registrado para a fonte eólica no SIN alcançou 15,7% da geração potencial no trimestre, acima dos níveis registrados no segundo trimestre de 2025 e em linha com os patamares elevados observados desde o início desse ano. Para a fonte solar, as restrições permaneceram ainda mais severas, atingindo 25,8% no trimestre, superando a restrição registrada no 2T25 e ficando quase 10 p.p. acima do registrado no primeiro trimestre de 2026.

Do ponto de vista operacional, o trimestre foi marcado por dinâmicas distintas entre as diferentes fontes do portfólio. A melhora gradual das condições hidrológicas contribuiu para uma geração hidrelétrica superior à observada no mesmo período do ano anterior, com o GSF do sistema atingindo 99% no trimestre. Além disso, os ativos eólicos foram impactados por um recurso inferior ao esperado pela certificação dos ativos, o que, somado aos níveis de *curtailment* registrados, resultou em geração equivalente a 92% do P90. Ainda assim, a diversificação entre fontes e a nossa flexibilidade comercial permitiram mitigar parte dos desafios operacionais enfrentados pelas fontes renováveis ao longo do período.

Apesar da resiliência operacional, os impactos do menor recurso eólico e do menor resultado da Comercializadora impactaram negativamente o resultado do trimestre. Nesse contexto, registramos EBITDA Ajustado de R\$ 858,9 milhões no 2T26, redução de 12,4% em relação ao mesmo período do ano anterior. A dívida líquida reduziu R\$ 194,2 milhões no trimestre, enquanto a alavancagem encerrou o 2T26 em 5,3x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, ligeiramente acima do trimestre anterior em função da queda do EBITDA dos últimos 12 meses. A trajetória de desalavancagem segue em linha com o planejado, com estabilização em 2026 e queda a partir de 2027.

Neste trimestre, o Capex totalizou R\$ 139,4 milhões, impulsionado pela construção de Cajuína 3 (R\$ 69,5 milhões) e pela modernização de hidrelétricas, além do Capex recorrente de manutenção. Por outro lado, não houve desembolso referente aos ressarcimentos dos contratos regulados, dada a discussão regulatória em andamento sobre os mecanismos de compensação associados ao *curtailment*.

Na frente de crescimento, o projeto Cajuína 3 (112,1 MW) segue evoluindo de acordo com o cronograma e o orçamento previstos, com aproximadamente 88% do projeto concluído. As atividades de comissionamento estão em fase final, com parte dos aerogeradores em operação, na fase de testes, na data de divulgação deste documento, com a energia gerada nesse período sendo liquidada a PLD. Os testes e validações regulatórias seguirão ao longo dos próximos meses, em preparação para a entrada em operação comercial completa, estimada para dezembro. Cajuína 3 representa mais um passo importante em nossa estratégia de expansão do portfólio renovável.

Também seguimos atentos a oportunidades seletivas de crescimento que apresentem retornos compatíveis com nossa disciplina de alocação de capital. Nesse contexto, acompanhamos de perto o desenvolvimento do leilão de baterias, marcado para dezembro de 2026. A fase de cadastramento de projetos foi concluída em julho, enquanto a divulgação das margens de escoamento dos projetos está prevista para setembro.

Na frente regulatória, temos atuado de forma ativa nas discussões sobre o *curtailment* junto ao governo, à ANEEL e demais entidades do setor. Nosso foco permanece na regulamentação das compensações já aprovadas em lei, que mitigariam os

efeitos negativos do *curtailment* e criariam um ambiente mais favorável para a expansão da oferta de energia renovável no Brasil. Em 21 de julho, o MME publicou Portaria contendo o Termo de Compromisso para compensação financeira de geradores afetados pelos cortes entre setembro de 2023 e novembro de 2025. Como parte do processo, nos próximos dias, os agentes interessados deverão registrar manifestação de interesse à assinatura do Termo, etapa que será seguida pelos procedimentos de apuração, validação e formalização dos valores de compensação – tais etapas devem se estender até o próximo ano. Nesse cenário, seguimos avaliando os impactos da regulamentação e conduzindo os ritos internos de análise e aprovação necessários para eventual adesão ao Termo. Vemos a portaria como um avanço importante, mas a definição da regra de compensação do *curtailment* a partir de dezembro de 2025 ainda segue incerta, dependendo de regulamentação da ANEEL. Embora a publicação da Portaria represente um avanço relevante no tratamento dos impactos já observados, seguimos defendendo a construção de uma solução regulatória estrutural e definitiva para o *curtailment*, capaz de restabelecer a previsibilidade e a estabilidade de um segmento que é fundamental para a expansão da oferta e sustentabilidade do Setor Elétrico Brasileiro.

Também evoluímos em uma importante frente estratégica com a conclusão da primeira etapa da reorganização societária, que consistiu na incorporação da Auren Participações pela Auren Operações. Também avançamos na segunda etapa do processo (incorporação da Auren Operações pela CESP), já aprovada pela Companhia e atualmente sujeita ao cumprimento de condições precedentes, incluindo aprovações regulatórias. Essa iniciativa reforça nosso compromisso com a consolidação de uma estrutura societária mais simples e eficiente, concentrando os ativos hidrelétricos em um único veículo (CESP), reduzindo o número de subsidiárias de capital aberto e ampliando a eficiência na gestão de caixa e endividamento.

Apesar dos desafios conjunturais enfrentados pelo setor, seguimos avançando de forma consistente em nossas prioridades estratégicas. Acreditamos que as iniciativas implementadas ao longo do semestre fortalecem a Auren para capturar oportunidades de crescimento, ampliar sua eficiência operacional e continuar gerando valor sustentável para seus acionistas e demais *stakeholders*.

Fabio Zanfelize
Diretor Presidente

Mateus Ferreira
Vice-Presidente de Finanças e DRI

Mercado de Energia

Após um período úmido com Energia Natural Afluente (ENA) consideravelmente abaixo da Média de Longo Termo (MLT) na maior parte do país (a ENA de outubro/2025 a janeiro/2026 ficou em apenas 67% da MLT, a 3ª pior do histórico), em fevereiro houve a reversão deste cenário levando a recuperação consistente dos reservatórios dos subsistemas Sudeste-Centro Oeste (SE/CO), Nordeste (NE) e Norte (N) permanecendo apenas o subsistema Sul (S) com níveis baixos de armazenamento. No entanto, a partir de maio, com o início do período úmido no sul do país, foram observadas chuvas abundantes na maioria das bacias daquela região, resultando em uma ENA de 112% da MLT, contribuindo para uma recuperação significativa dos reservatórios do subsistema. Ao longo do mês de maio, houve aumento de 30 p.p. nos níveis dos reservatórios do subsistema Sul, após terem atingido, em abril, o volume mínimo operativo de 30%. No submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO), a ENA média alcançou 87% no 2T26, com destaque para o mês de junho, que registrou ENA de 94% da MLT. Essas condições permitiram a manutenção de níveis confortáveis de armazenamento no SIN.

A combinação do posicionamento mais favorável de correntes de vento na atmosfera com o aquecimento gradual do Oceano Pacífico contribuiu para concentrar a precipitação no Sul e SE/CO no decorrer do 2T26, enquanto as regiões Nordeste e Norte enfrentaram condições mais secas do que o normal para a época.

A ENA do Sistema Interligado Nacional (SIN) no 2T26 ficou 4 p.p. acima do mesmo período do ano anterior, com um desempenho de 82% da MLT, frente aos 78% da MLT verificados no 2T25. Em relação ao trimestre anterior (79% da MLT no 1T26), houve um aumento de 3 p.p.

Energia Natural Afluente (ENA) Mensal Bruta no SIN (GW médios)

ENA Bruta/ MLT	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	2T	6M
2025	98%	90%	66%	75%	71%	92%	83%	77%	75%	67%	71%	67%	78%	82%
2026	63%	82%	90%	82%	84%	81%	-	-	-	-	-	-	82%	80%

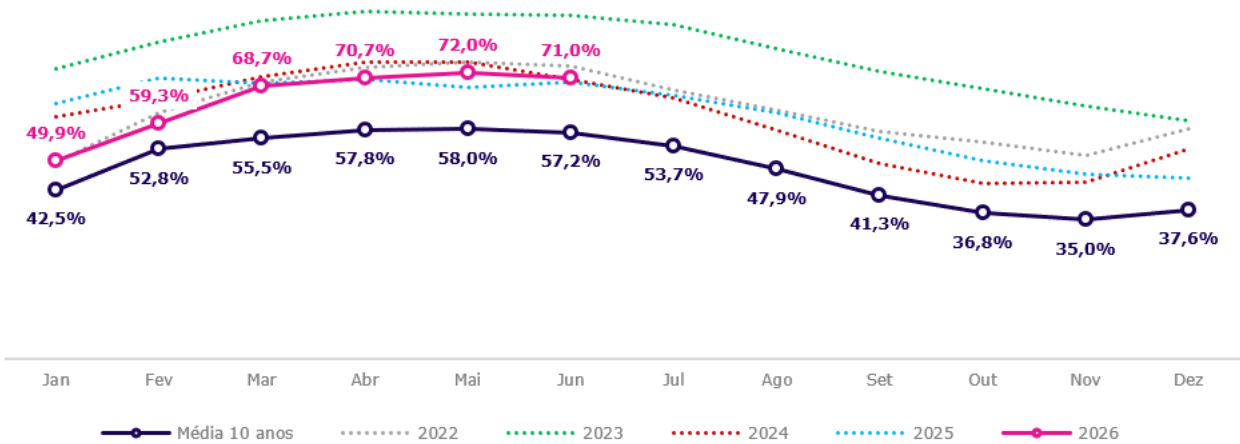
Fonte: ONS

As temperaturas no Sudeste/Centro-Oeste ficaram, pelo quinto trimestre consecutivo, abaixo da média climatológica, com destaque para o mês de junho, quando os desvios foram mais expressivos. Na comparação em relação ao ano anterior, não houve contraste térmico relevante, visto que o 2T25 também apresentou temperaturas inferiores à média.

Apesar da demanda do SIN ter crescido 3,2% na comparação com o 2T25, o comportamento das temperaturas continuou impactando o consumo de energia no sistema. Como resultado, a carga global registrada atingiu 81,8 GW médios no 2T26, cerca de 2% inferior ao projetado pelo ONS (PLAN 2026-30¹).

Dada a melhora da condição hidrológica do Sul, a ocorrência de chuvas fora de época no Sudeste e a carga reduzida devido às temperaturas mais baixas, a trajetória dos reservatórios foi de estabilidade no 2T26, permanecendo na maior parte do tempo entre 70% e 72% da capacidade máxima ao longo do trimestre. Como resultado, o 2T26 encerrou com 71% de armazenamento, 14 p.p. acima da média dos últimos dez anos e 1 p.p. acima do observado ao fim do 2T25.

Nível dos Reservatórios do SIN (% Energia Armazenada Máxima)

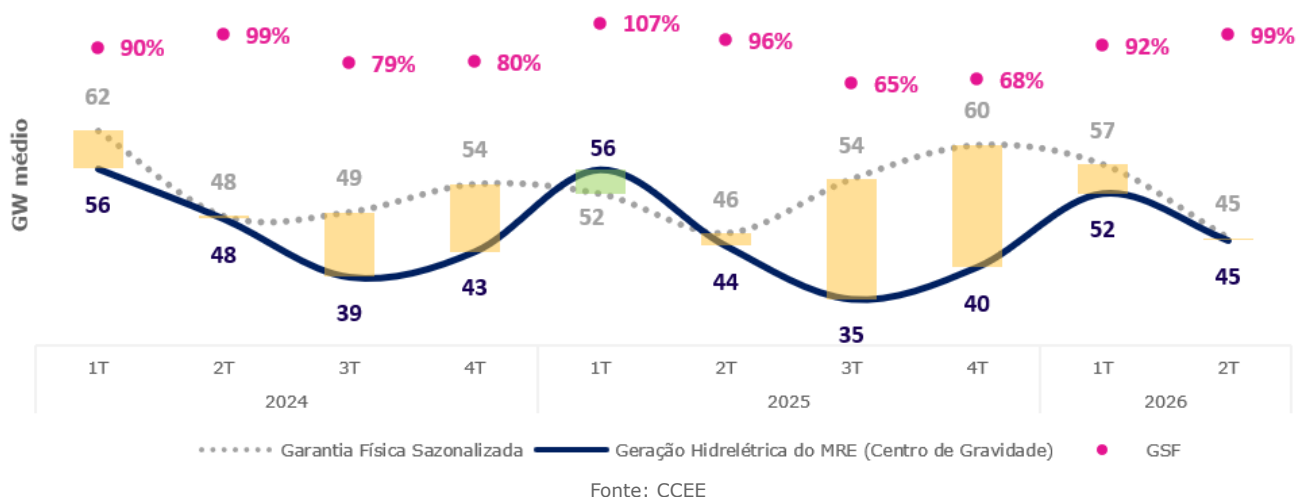


Fonte: ONS

¹ Relatório do Planejamento Anual da Operação Energética (PMO) 2026-2030, publicado em dezembro de 2025.

Quanto à geração hidrelétrica do MRE, o 2T26 registrou 45 GW médios, cerca de 1 GW médios acima do 2T25, refletindo a condição hidrológica mais favorável em relação à mesma época do ano anterior. Em paralelo, o GSF observado no 2T26 (99%) foi 3 p.p. superior ao do 2T25 (96%), dos quais 2 p.p. se devem à maior geração hidrelétrica e 1 p.p. resulta da menor alocação de garantia física pelos participantes do MRE no segundo trimestre (45 GW médios no 2T26 vs. 46 GW médios no 2T25), conforme ilustrado no gráfico a seguir.

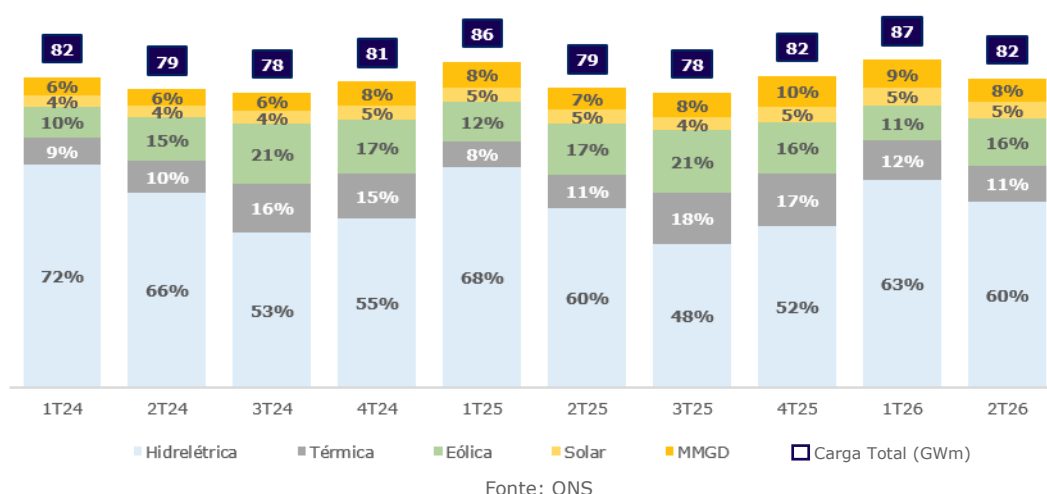
Deslocamento Hidrelétrico (% GSF)



A geração solar, considerando usinas centralizadas e as plantas de micro e minigeração distribuída (MMGD), continuou ampliando a sua participação no atendimento à carga do SIN, contribuindo com 10,1 GW médios (cerca de 13% da carga) no 2T26 ante 9,4 GW médios no 2T25 (12% da carga). Por outro lado, a fonte eólica reduziu a participação no atendimento à carga em 1 GW médio (-1 p.p.) se comparado ao 2T25, em resposta ao menor recurso eólico entre os trimestres (14,4 GW médios no 2T26 vs. 14,9 GW médios no 2T25) e ao maior corte de geração.

A geração hidrelétrica se manteve estável na participação do atendimento à carga, respondendo por 60% tanto no 2T26 quanto no 2T25. O mesmo comportamento foi observado com a fonte termelétrica, que manteve 11% de participação no atendimento à carga nos dois períodos mencionados.

Balanco Energético (SIN) – Contribuição por Fonte para Atendimento à Carga (GW médios)



Nesse contexto, o PLD médio do submercado Sudeste/Centro-Oeste (SE/CO) foi R\$ 207/MWh no trimestre, com volatilidade *intraday* de 45%, o que representa um decréscimo em relação ao PLD médio de R\$ 216/MWh registrado no 2T25, com volatilidade *intraday* de 42%. Por outro lado, no submercado Nordeste (NE), com a redução do recurso eólico, o PLD médio foi superior ao registrado no ano anterior (R\$ 164/MWh no 2T26 vs. R\$ 154/MWh no 2T25), reduzindo assim o descolamento frente ao SE/CO (-R\$ 43/MWh no 2T26 vs. -R\$ 62/MWh no 2T25). No submercado Sul, o descolamento em relação ao SE/CO foi superior ao do ano passado (R\$ 24/MWh no 2T26 vs. R\$ 8/MWh no 2T25).

Assim como observado nos trimestres anteriores, os efeitos mais significativos de variação de preço ao longo do dia continuaram concentrados entre o fim da tarde e o início da noite. A volatilidade *intraday* dos preços no submercado SE/CO de 45% no trimestre mostra uma elevação frente aos 42% observados no 2T25, principalmente devido ao aumento da capacidade instalada de MMGD e ao aumento dos limites de intercâmbio, que impactam diretamente na curva de carga líquida ao longo do dia, que vem se intensificando ao longo dos anos.

Em linha com a evolução das condições hidrológicas observada ao longo dos seis primeiros meses de 2026, o PLD apresentou trajetória de queda na comparação entre o primeiro e o segundo trimestre. Após iniciar o ano em patamar elevado, com PLD médio de R\$ 308/MWh no submercado SE/CO no 1T26, o preço recuou no 2T26, refletindo a melhora das condições de suprimento do sistema, impulsionada pela recuperação das afluições e pela redução da carga no SIN. Apesar da queda do preço médio, a volatilidade *intraday* permaneceu elevada, em linha com a maior variabilidade dos preços ao longo do dia.

PLD Médio e Volatilidade por Submercado (R\$/MWh)

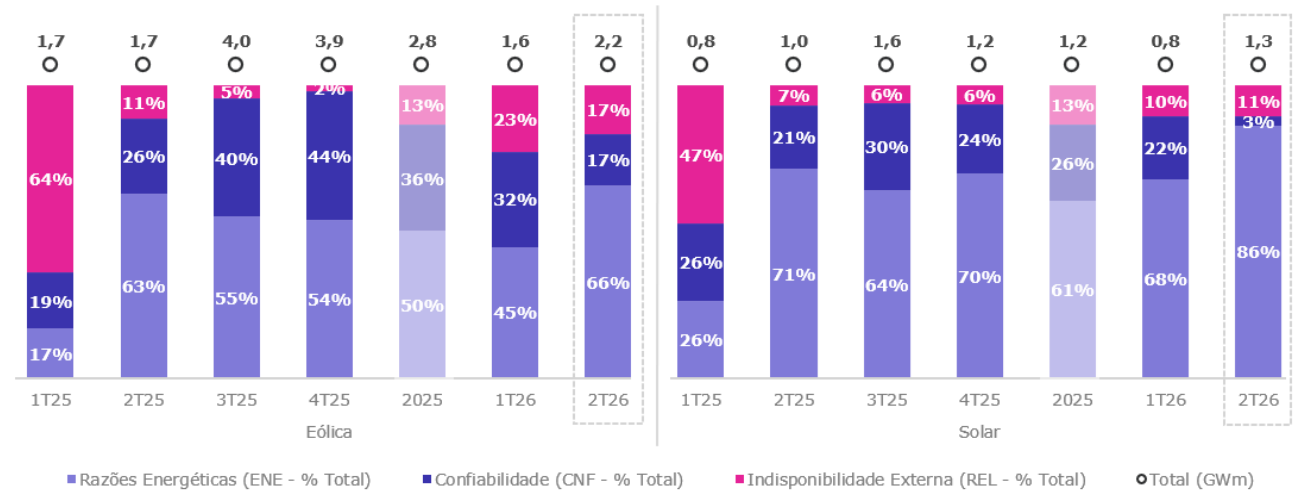
	PLD por Submercado (R\$/MWh)						Volatilidade <i>Intraday</i> (%)					
	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
SE/CO	206,6	216,4	-4,5%	257,1	189,5	35,7%	45%	42%	3 p.p.	45%	32%	13 p.p.
Sul	230,8	224,3	2,9%	294,0	194,4	51,2%	34%	39%	-6 p.p.	32%	30%	2 p.p.
Nordeste	163,5	154,1	6,1%	224,8	106,8	110,5%	43%	34%	9 p.p.	46%	24%	22 p.p.
Norte	165,2	154,6	6,9%	225,9	107,0	111,1%	42%	33%	9 p.p.	45%	24%	21 p.p.

Fonte: CCEE

Por fim, com base nos dados disponibilizados pelo ONS, o 2T26 apresentou elevação nos cortes de geração quando comparado ao 2T25. O *curtailment* total registrado para a fonte eólica no SIN foi de 15,7% (2,2 GW médios) no 2T26, significativamente superior aos 11,7% (1,7 GW médios) verificados no 2T25 e aos 14,9% (1,6 GW médios) do primeiro trimestre de 2026. Para a fonte solar, o *curtailment* foi de 25,8% (1,3 GW médios) no trimestre, superando a restrição de 22,7% (1,0 GW médios) no 2T25 e muito acima se comparado aos 16,2% (0,8 GW médios) registrados no primeiro trimestre de 2026.

Os cortes de motivação elétrica, passíveis de ressarcimento após o atingimento da franquia, corresponderam a 17% dos cortes para a fonte eólica e 11% para a fonte solar, ficando superior ao observado no 2T25, quando os cortes classificados como motivação elétrica responderam por 11% e 7%, respectivamente.

Participação Percentual dos Cortes por Motivo (GW médio, % Total)



Os aspectos abordados acima demonstram tanto os desafios do trimestre, especialmente impostos pelo *curtailment*, quanto as oportunidades de ganho de modulação em função da dinâmica do PLD.

Desempenho Operacional

Nesta seção, trazemos o desempenho operacional da Companhia, que reflete sua capacidade de adaptação às diferentes condições climáticas e de mercado e evidencia a resiliência do portfólio da Auren.

Capacidade Instalada e Produção¹ Segregadas por Fonte de Geração

Fonte	Capacidade Instalada (MW)	Garantia Física (MW médio)	Geração ¹ (MW médio)					
			2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Hidrelétrica ²	4.198,4	2.074,6	1.943,3	1.784,4	8,9%	2.002,4	2.178,4	-8,1%
Eólica ³	3.100,4	1.499,0	1.152,5	1.279,2	-9,9%	994,8	1.137,8	-12,6%
Solar	876,4	238,2	154,6	144,3	7,2%	170,7	174,6	-2,2%
Total Próprios	8.175,3	3.811,8	3.250,5	3.207,9	1,3%	3.167,9	3.490,8	-9,3%
Participações em Ativos Hidrelétricos ⁴	547,5	265,3	262,8	223,4	17,6%	203,5	191,4	6,3%
Total Próprios e Participações	8.722,8	4.077,2	3.513,3	3.431,3	2,4%	3.371,4	3.682,3	-8,4%

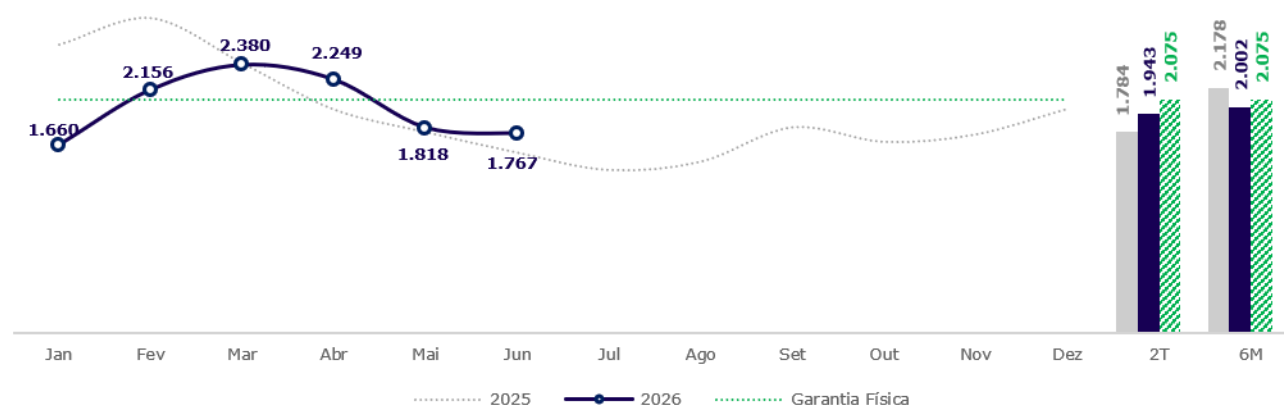
Hidrelétrica

A produção de energia dos ativos hidrelétricos próprios da Auren totalizou 1,9 GW médios no segundo trimestre de 2026, representando um aumento de 8,9% em relação ao mesmo período do ano anterior. Apesar do avanço, a produção de energia ficou 6,2% abaixo da garantia física no trimestre, refletindo a sazonalidade e condições hidrológicas menos favoráveis no período.

No acumulado dos primeiros seis meses do ano, a produção atingiu 2,0 GW médios, 8,1% inferior ao mesmo período do ano passado. Dessa forma, apesar da melhora observada no segundo trimestre, o despacho hidráulico acumulado em 2026 permanece inferior ao registrado no ano anterior, indicando uma operação mais restritiva ao longo do semestre.

O gráfico a seguir mostra a produção de energia das usinas hidrelétricas desde o início do ano:

Geração de Energia e Valores de Garantia Física (MW médios)²



No 2T26, o Índice de Disponibilidade Verificada (IDv60) permaneceu acima dos valores de referência estabelecidos pela ANEEL nas principais usinas hidrelétricas do portfólio, Porto Primavera e Água Vermelha, que juntas representam 70,2% da capacidade instalada hidrelétrica da Companhia. Nas usinas cujos indicadores ainda se encontram abaixo dos patamares de referência, correspondentes a 24,1% da capacidade hidrelétrica da Auren, o desempenho reflete principalmente

¹ Para as fontes eólica e solar, considera a geração efetiva somada à energia que será ressarcida - que é o *curtailment* classificado como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), após atingimento da franquia.

² Considera geração das PCHs Mogi-Guaçu, São José e São Joaquim. Não considera UHE Paraibuna.

³ Para a fonte eólica, considera 50% da Capacidade Instalada de Tucano Holding III, *joint-venture* entre Auren Participações e Unipar Carbocloro S.A. (50%/50%). O ativo possui 155 MW de Capacidade Instalada no total, das quais 77,5 MW refletem a participação da Auren. Para os dados operacionais da *joint-venture*, considera-se participação de 100%.

⁴ Os dados referentes à capacidade instalada e geração foram ponderados pela participação econômica indireta da Auren nos ativos hidrelétricos.

impactos de eventos pontuais ocorridos em períodos anteriores, como manutenções programadas de maior porte e ocorrências operacionais específicas.

Adicionalmente, a Companhia realizou um diagnóstico estruturado dos ativos, com foco na identificação de oportunidades para fortalecimento da confiabilidade operacional e mitigação de potenciais riscos ao desempenho futuro. Os resultados desse trabalho subsidiaram a revisão e a reprogramação do plano plurianual de manutenção, direcionando investimentos e intervenções para os equipamentos mais impactados. Essa abordagem tem como objetivo elevar a confiabilidade dos ativos, preservar a disponibilidade operacional e sustentar a evolução dos indicadores de desempenho nos próximos ciclos regulatórios.

Eólica

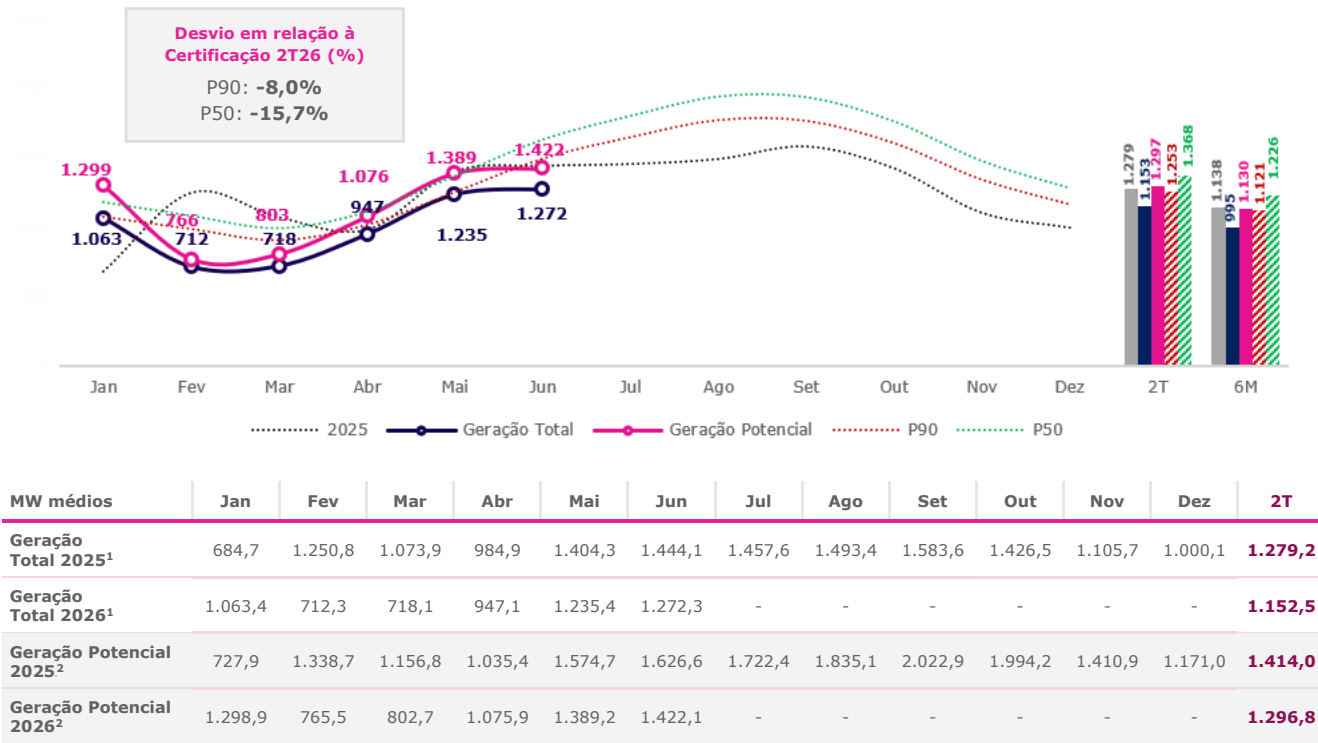
O desempenho dos ativos eólicos no trimestre refletiu a combinação entre aumento nos níveis de *curtailment* e a incidência de recurso abaixo do esperado pela certificação dos ativos. A geração total¹ alcançou 1.152,5 MW médios no 2T26, equivalente a 84,3% do percentil 50 (P50) e 92,0% do percentil 90 (P90), enquanto a geração potencial² atingiu 94,8% e 103,5% do P50 e P90, respectivamente.

Na comparação com o mesmo período do ano anterior, a geração foi inferior em 9,9%, também reflexo dos efeitos que influenciaram o desempenho do trimestre em relação à certificação.

Já na comparação com o 1T26, a geração total do 2T26 foi superior em 38,0%, principalmente impulsionada pelo efeito de sazonalidade da fonte (geração esperada no 2T é 26% superior à esperada no 1T), enquanto o impacto do *curtailment* permaneceu em patamares semelhantes entre o segundo e o primeiro trimestre do ano de 2026.

O gráfico abaixo apresenta a evolução mensal da (i) geração total, que consiste na geração de energia somada à parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica, passível de ressarcimento; (ii) geração potencial; e (iii) as referências dos percentis 50 e 90 das certificações.

Portfólio Eólico – Geração de Energia e Valores Certificados para o P50 e P90 (MW médios)



Associado às paradas trienais nas subestações de Ventos do Piauí I em abril, assim como as manutenções de Tucano, Cajuína e Mandacaru em maio, a disponibilidade dos ativos eólicos atingiu 92,8% no 2T26, registrando uma redução de 0,7 p.p. frente ao mesmo período de 2025. No semestre foi registrada uma evolução de 0,6 p.p. em relação ao observado no 6M25. O resultado destaca o amadurecimento no processo de recuperação da performance operacional dos complexos incorporados. Embora a disponibilidade tenha sido impactada pelas paradas programadas do período, parte desse efeito é compensável, conforme previsto nas obrigações contratuais de disponibilidade mínima dos contratos de manutenção *Full*

¹ Geração total = geração de energia + parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica.
² Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrição do ONS.

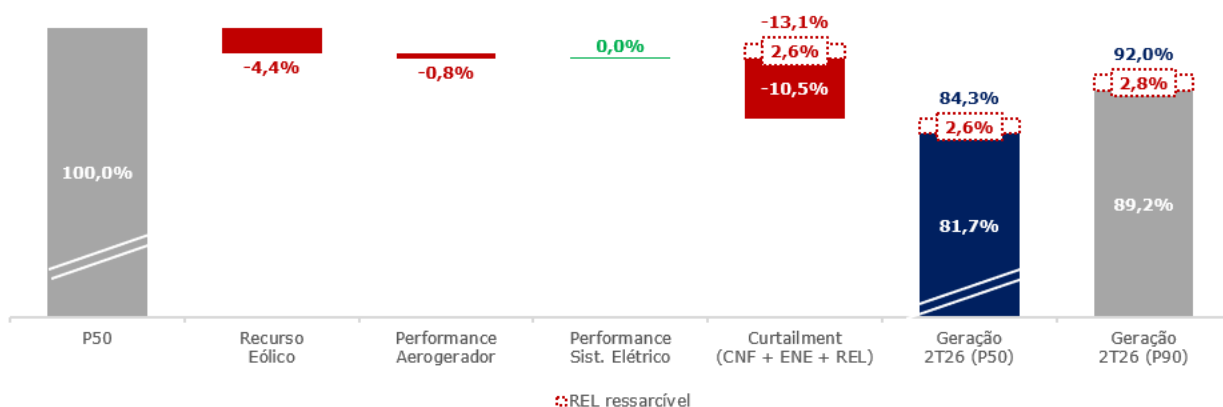
Scope Agreement (FSA) firmados com os fabricantes nos parques onde a manutenção dos aerogeradores é totalmente terceirizada.

Portfólio Eólico - Disponibilidade Média Consolidada

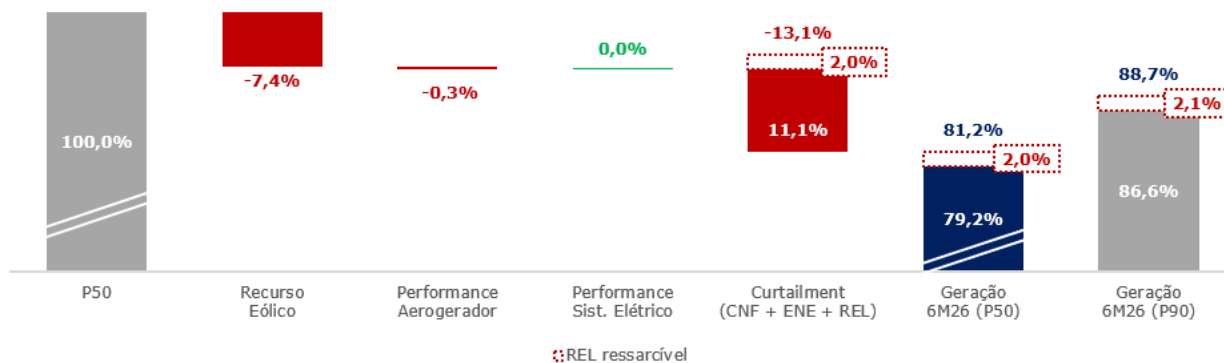
Disponibilidade Média (Consolidado)	1T	2T	3T	4T	6M
2025	92,0%	93,5%	94,8%	94,2%	92,8%
2026	94,0%	92,8%	-	-	93,4%

Considerando a geração total, o portfólio eólico atingiu 84,3% do P50 no 2T26, conforme ilustrado no gráfico a seguir. Como mencionado anteriormente, o desempenho foi impactado principalmente pelo *curtailment* observado no trimestre, que reduziu a geração esperada em 13,1 p.p., dos quais 10,5 p.p. são relativos à parcela não ressarcível e 2,6 p.p. aos cortes classificados como REL ressarcível. A diferença remanescente em relação à certificação é principalmente explicada pelo comportamento do recurso eólico no período, que isoladamente reduziu a geração em 4,4%.

Portfólio Eólico - Desempenho da Geração Consolidada no 2T26 (P50 em base 100)¹



Portfólio Eólico - Desempenho da Geração Consolidada no 6M26 (P50 em base 100)¹



Solar

A produção de energia dos ativos solares somada à parcela ressarcível da restrição de geração classificada como Razão de Indisponibilidade Externa (REL), foi de 154,6 MW médios no 2T26. No trimestre, a geração total² representou 67,8% do

¹ As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção "Impacto do *Curtailment* e Ganhos de Modulação" que correspondem aos dados publicados pela ONS.

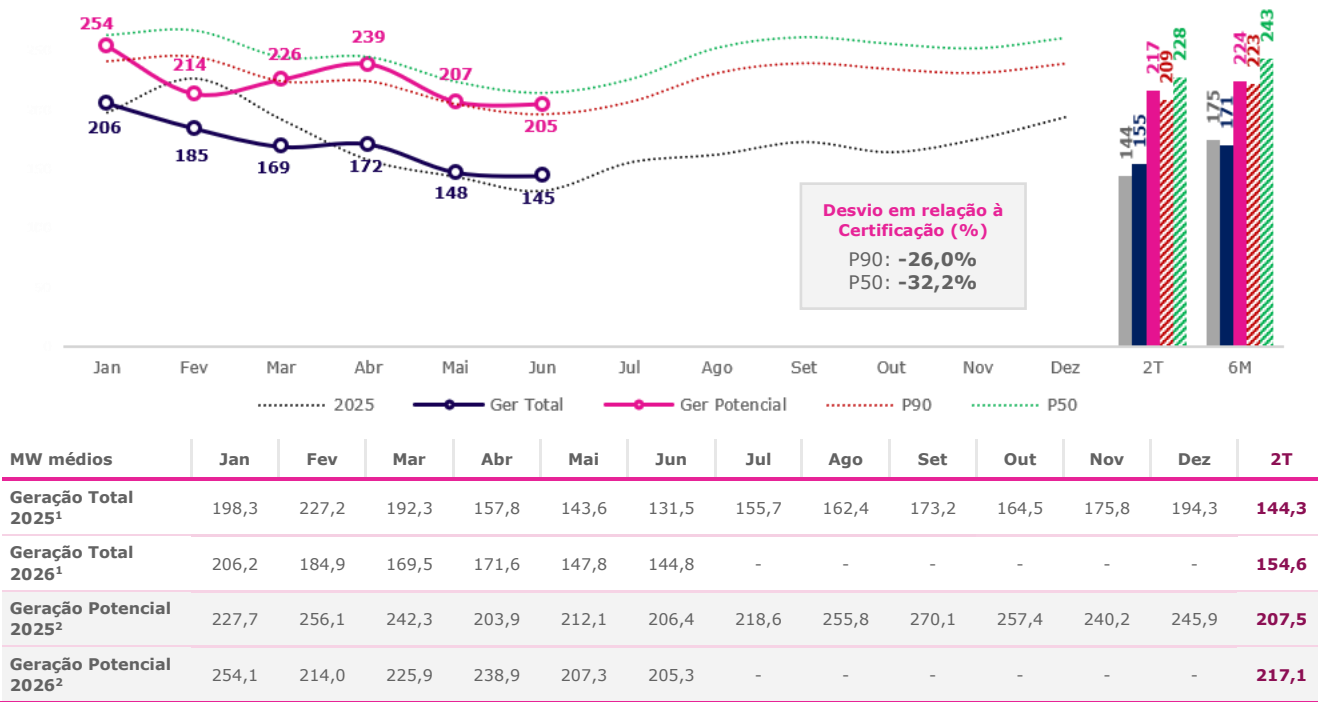
² Geração total = geração de energia + parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica.

percentil 50 (P50) e 74,0% do percentil 90 (P90) definido pela certificação da geração dos parques, enquanto a geração potencial² atingiu 95,2% e 103,9% do P50 e P90, respectivamente.

Na comparação com o 2T25, a geração deste trimestre foi 7,2% superior, principalmente devido a melhores recursos, ao passo que o *curtailment* se manteve em patamares parecidos quando consideramos a parcela ressarcível e não ressarcível. Já contra o 1T26, a geração do trimestre foi inferior em 17,3%, principalmente devido aos efeitos de sazonalidade (geração esperada no 2T é 12% abaixo do esperado no 1T), somada a um desvio mais negativo de *curtailment* considerando as parcelas ressarcível e não ressarcível.

O gráfico abaixo apresenta a evolução mensal da (i) geração total, que consiste na geração de energia somada a parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica (ressarcível); (ii) geração potencial, que representa a geração efetiva adicionada da parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrições impostas pelo ONS; e (iii) as referências dos percentis (P50 e P90) das certificações.

Ativos Solares – Geração de Energia e Valores Certificados para o P50 e P90 (MW médios)



A disponibilidade dos ativos solares atingiu 98,6% no 2T26, em linha com o mesmo período de 2025 e um ligeiro avanço em relação ao 1T26. No acumulado do primeiro semestre alcançou disponibilidade média de 98,5%, superando o acumulado do primeiro semestre de 2025 em 1,3 p.p., conforme apresentado na tabela abaixo.

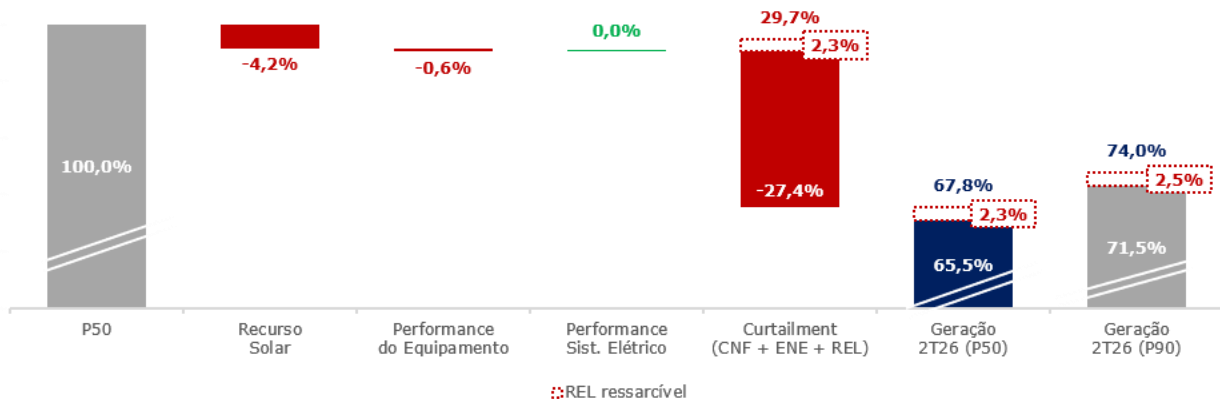
Portfólio Solar - Disponibilidade Média Consolidada

Disponibilidade Média dos Ativos	1T	2T	3T	4T	6M
2025	95,9%	98,6%	99,0%	98,8%	97,2%
2026	98,4%	98,6%	-	-	98,5%

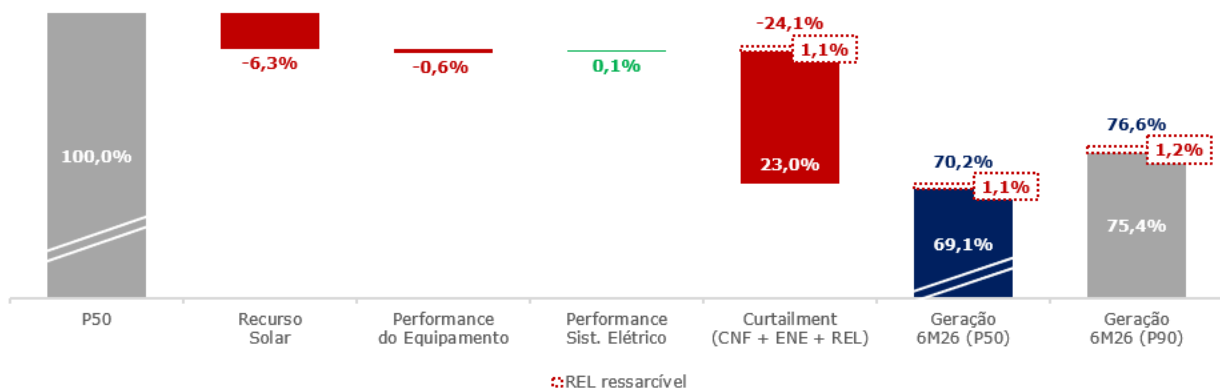
Conforme apresentado no gráfico a seguir, a geração total¹ do portfólio solar atingiu 67,8% do P50 no 2T26. O principal impacto na performance dos ativos solares no segundo trimestre está relacionado ao *curtailment*, que reduziu a geração esperada em 29,7 p.p., dos quais 27,4 p.p. são relativos à parcela não ressarcível e 2,3 p.p. referente ao *curtailment* REL ressarcível.

¹ Geração total = geração de energia + parcela de energia não produzida por restrição de razão elétrica.
² Geração potencial = geração de energia + parcela de energia não produzida devido aos diferentes tipos de restrição do ONS.

Portfólio Solar – Desempenho da Geração Consolidada no 2T26 (P50 em base 100)¹



Portfólio Solar – Desempenho da Geração Consolidada no 6M26 (P50 em base 100)¹



Impacto do Curtailment e Ganhos de Modulação

Importante: as informações de curtailment nesta seção fazem referência aos dados de curtailment do ONS e diferem dos dados das seções Eólica e Solar, que correspondem às estimativas internas da Companhia.

A tabela a seguir apresenta os percentuais do *curtailment* das fontes eólica e solar do portfólio da Auren, calculados como percentual da Geração Potencial e do percentil 50 (P50), assim como o *curtailment* do SIN. Adicionalmente, apresentamos o impacto financeiro do *curtailment* para a Companhia e os benefícios dos ganhos de modulação capturados em função de seu portfólio diversificado de ativos e de seu perfil de geração contra as variações do preço de curto prazo (PLD), uma vez que a maior parte dos contratos de venda de energia no Ambiente de Contratação Livre (ACL) tem perfil constante (*flat*).

Em termos financeiros, o impacto do *curtailment* no portfólio de ativos, líquido da parcela ressarcível relativa aos cortes classificados como REL após o atingimento das franquias, foi de R\$ 98 milhões, um aumento de 13,5% em relação ao 1T26. Desse valor, R\$ 5 milhões representam a parcela não ressarcível (antes do atingimento da franquia de horas) dos cortes classificados como REL, R\$ 14 milhões representam os por Confiabilidade e R\$ 79 milhões por Razão Energética.

No 2T26, os ganhos por modulação totalizaram R\$ 70,5 milhões. Embora inferiores aos registrados no 1T26, em função da redução do nível de preços observada ao longo do trimestre, esses ganhos permaneceram significativamente acima do 2T25 e compensaram a maioria do impacto negativo do *curtailment*, resultando em um impacto líquido negativo de R\$ 27,3 milhões no resultado da Companhia.

No acumulado dos seis primeiros meses do ano, o efeito líquido de modulação foi de R\$ 16,3 milhões, resultado de um impacto total de *curtailment* de R\$ 184,0 milhões com R\$ 167,7 milhões de modulação no período.

¹ As informações de *curtailment* nesta subseção fazem referência aos dados de *curtailment* internos da Companhia e diferem dos dados da seção "Impacto do Curtailment e Ganhos de Modulação", que correspondem aos dados publicados pela ONS.

Curtailement e Ganhos de Modulação

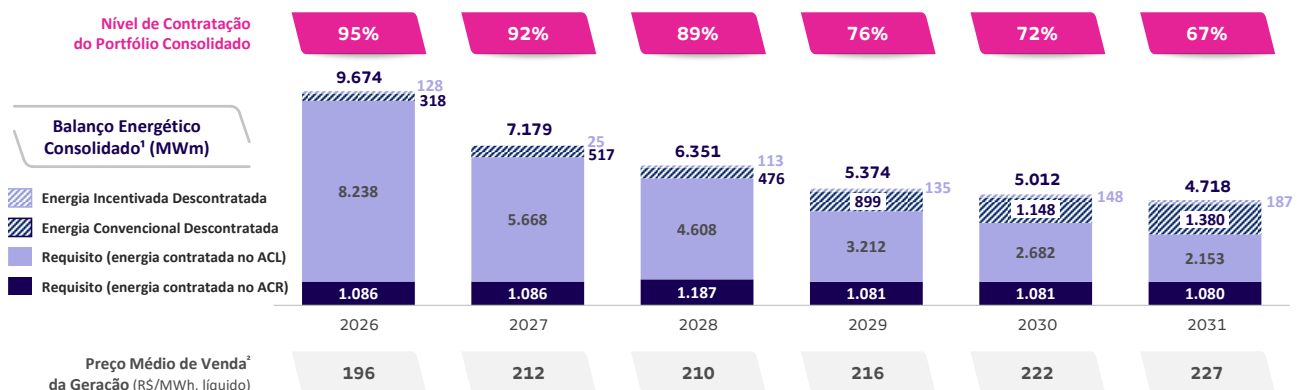
	2T25		3T25		4T25		1T26		2T26	
	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar	Eólica	Solar
Curtailement SIN¹ (%)	11,7%	22,7%	20,6%	33,2%	23,1%	23,9%	14,9%	16,2%	15,7%	25,8%
Curtailement SIN² ex-REL (%)	10,4%	21,1%	19,7%	31,3%	22,7%	22,4%	11,5%	14,5%	13,1%	23,1%
Curtailement Auren² (%)	9,0%	25,7%	18,3%	27,4%	22,3%	23,2%	13,4%	16,3%	12,9%	26,0%
Geração Efetiva Auren³ (% do P50)	93,5%	62,8%	79,9%	65,4%	78,3%	69,1%	77,2%	72,3%	84,3%	67,8%
Curtailement Auren por Fonte⁴ (R\$ milhões)	56,7	19,1	173,2	22,4	184,2	23,3	69,9	15,6	77,8	20,1
Curtailement Auren Consolidado⁵ (R\$ milhões)	75,8		195,5		207,5		86,2		97,8	
(-) Ganhos com Modulação (R\$ milhões)	40,4		65,6		70,4		97,2		70,5	
(=) Curtailement Líquido de Modulação⁵ (R\$ milhões)	35,4		130,0		137,0		-11,0		27,3	

Balanco Energético

O Balanco Energético Consolidado da Companhia apresenta o perfil de contratação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL), o nível de contratação do portfólio de Geração e Consolidado, incluindo o portfólio de Comercialização. Adicionalmente, detalhamos o preço médio de venda da Geração.

Balanco Energético Consolidado

O 2T26 foi marcado por intensa atividade na Comercializadora, com volume transacionado de mais de 800 MW médios⁵ entre compras e vendas de energia para o ano de 2026. Adicionalmente, a Companhia diminuiu marginalmente sua posição *long* no período de 2027-2030, por meio da contratação de 13 MW médios no segmento de comercialização, na comparação com o Balanco Consolidado do 1T26.



Balanco Energético do Segmento de Geração

O 2T26 foi marcado pela execução de operações de curto prazo voltadas ao ajuste da sazonalidade das exposições, sem impactos relevantes no nível de contratação do portfólio de longo prazo. As principais movimentações realizadas estão descritas a seguir:

- Execução de um *swap* de energia convencional de 81 MW médios em 2027, com a Comercializadora, com o objetivo de ajustar a sazonalidade das exposições decorrente do perfil de geração do portfólio. O objetivo dessa operação foi evitar um descasamento relevante de posição entre os trimestres considerando o efeito de GSF e *curtailement*.
- Transferência de contrato de venda de longo prazo de 150 MW médios do segmento de Geração para o segmento de Comercialização, conforme detalhado no [Release 2T25](#). Esse movimento resultou em um impacto positivo no EBITDA do segmento de Geração de R\$ 15,9 milhões no 2T26, totalizando impacto de R\$ 92 milhões em 2026 e R\$ 62 milhões em 2027. O impacto é neutro para o EBITDA consolidado da Companhia.

¹ Curtailement SIN (%) = (Curtailement Energético + Curtailement Confiabilidade) / Geração Potencial. A Geração Potencial é igual à geração efetiva de energia + energia não produzida devido a todos os tipos de restrição do ONS.

² Curtailement Auren (%) = (Curtailement Energético + Curtailement Confiabilidade + Curtailement Elétrico Não-Ressarcível) / Geração Potencial. A Geração Potencial é igual à geração efetiva de energia + energia não produzida devido a todos os tipos de restrição do ONS.

³ Geração Efetiva Auren (% do P50) = (Geração Efetiva + Curtailement Elétrico Ressarcível) / P50, conforme as seções Eólica e Solar.

⁴ Curtailement Auren (R\$ milhões) = Curtailement Energético + Curtailement Confiabilidade + Curtailement Elétrico Não-Ressarcível.

⁵ Em base anualizada.

Balanço Energético do Portfólio de Geração da Auren

Volume (MW médio)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Recursos Próprios (A)	3.678	3.777	3.777	3.777	3.777	3.777
Garantia Física Hidrelétrica ¹	1.990	2.027	2.027	2.027	2.027	2.027
Garantia Física Eólica ^{2,3}	1.455	1.516	1.516	1.516	1.516	1.516
Garantia Física Solar	234	234	234	234	234	234
Compras para revenda (B)	914	596	485	320	320	314
Convencional	435	280	171	6	6	0
Incentivada	479	317	314	314	314	314
Recursos Totais (C = A+B)	4.592	4.373	4.262	4.097	4.097	4.091
Vendas no ACR (D)	1.086	1.086	1.187	1.081	1.081	1.080
Hidrelétrica	235	235	336	230	230	229
Eólica	786	786	786	786	786	786
Solar	65	65	65	65	65	65
Vendas no ACL (E)	3.061	2.745	2.487	1.982	1.720	1.444
Hidrelétrica ⁴	2.253	1.930	1.672	1.167	905	670
Eólica	654	671	671	671	671	671
Solar	154	144	144	144	144	102
Vendas Totais (F = D+E)	4.147	3.831	3.674	3.063	2.801	2.524
Balanço Geração (C - F)	445	542	588	1.034	1.296	1.567
Convencional	318	517	476	899	1.148	1.380
Incentivada	128	25	113	135	148	187

Preços (R\$/MWh)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Preço Médio de Venda⁴	196	212	210	216	222	227
ACR	277	285	283	286	286	286
Hidrelétrica	313	321	304	325	325	325
Eólica	260	268	268	268	268	268
Solar	355	367	367	367	367	367
ACL	167	183	176	179	182	184
Hidrelétrica	151	170	158	157	158	160
Eólica	210	216	214	210	211	205
Solar ⁵	218	208	204	203	200	201
Preço Médio de Compra⁶	196	207	193	187	187	175
Convencional	181	215	190	145	145	0
Incentivada	210	201	195	188	188	175

¹ Os valores consideram: (a) Garantia Física dos ativos próprios líquida do fator de ajuste MRE (GSF) apenas para o período realizado até 30 de junho de 2026 - para os demais períodos, o GSF é igual a 1; (b) não inclui os recursos da UHE Paraibuna; (c) 3% de perdas nos ativos conectados à rede básica; (d) exposição do período realizado até 30 de junho de 2026 integralmente liquidada ao PLD; e (e) Garantia Física sujeita ao GSF de 1.782 até 2028, com proteção para 230 MW da UHE Porto Primavera - em contrapartida, a Companhia paga, mensalmente, um prêmio de R\$ 17,32/MWh. Data base: 01 de janeiro de 2026.

² Considera 50% da Garantia Física de Tucano Holding III, *joint-venture* entre Auren Participações e Unipar Carbocloro S.A. Este efeito também influencia as linhas de preço médio de compra para revenda e venda dos períodos.

³ Considera a entrada em operação do complexo de Cajuína 3 a partir de janeiro de 2027, agregando 63 MW médios de projeção de GF.

⁴ O saldo de vendas do segmento hidrelétrico no ACL tem parte da venda de energia incentivada devido a Auren Operações ser classificada no segmento hidrelétrico, mas também firmar contratos de ativos eólicos.

⁵ O preço equivalente do contrato de autoprodução por arrendamento está líquido de PIS, COFINS e ISS.

⁶ Os valores considerados são líquidos de PIS e COFINS. Incluem a totalidade do ACR e ACL no preço médio de venda e apenas ACL no preço médio de compra para energia convencional e incentivada. Data base: 01 de julho de 2026. Dólar considerado: R\$ 5,17/USD. Os contratos de energia da Companhia são corrigidos majoritariamente pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA).

Balanço Energético do Segmento de Comercialização

A tabela a seguir apresenta o Balanço Energético de comercialização da Companhia, juntamente com a margem de comercialização para os anos de 2026 e 2027. Os valores divulgados levam em consideração o volume negociado pelas empresas voltadas à comercialização de energia, sendo Auren Comercializadora, Tietê Integra (antiga AES Tietê Integra), CESP Comercializadora e Esfera.

Balanço Energético do Portfólio de Comercialização da Auren

Volume (MW médios)	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Compras (A)	5.081	2.806	2.089	1.277	916	627
Vendas ¹ (B)	5.177	2.923	2.121	1.230	962	709
Margem Contratual² (R\$/MWh)	7,2	9,2	-	-	-	-
Balanço Comercialização (A - B)	(96)	(117)	(32)	47	(47)	(82)
Balanço Consolidado Auren³	350	425	556	1.081	1.249	1.485

Ao analisar a margem contratual do portfólio de comercialização, é importante considerar o cálculo conforme indicado em nosso [Guia de Modelagem](#). A posição short de 96 MW médios anualizados de 2026, por exemplo, deverá ser valorada aos preços do segundo semestre.

No 2T26, a gestão do portfólio foi marcada pelos movimentos abaixo:

- Redução da exposição short para 2026 em 29 MW médios com a preservação da margem contratual para o ano de 2026 (R\$ 7,2/MWh), aproveitando o movimento de redução dos preços de energia de curto-prazo.
- Venda líquida de 13 MW médios de energia a consumidores finais para o período de 2027-2031, em função da elevação dos preços de energia para o período, resultando no aumento da margem contratual de 2027 em R\$ 0,7/MWh.
- Transferência de contrato de venda de longo prazo de 150 MW médios do segmento de Geração para o segmento de Comercialização, conforme detalhado no [Release 2T25](#). Esse movimento resultou em um impacto negativo no EBITDA do segmento de Comercialização de R\$ 15,9 milhões no 2T26, totalizando impacto de R\$ 92 milhões em 2026 e R\$ 62 milhões em 2027. O impacto é neutro para o EBITDA consolidado da Companhia.

Desconsiderando a cessão desse contrato, a margem da comercializadora seria de aproximadamente R\$ 9,3/MWh em 2026 e de R\$ 11,7/MWh em 2027, acima dos R\$ 7,2/MWh e R\$ 9,2/MWh, respectivamente, reportados.

¹ Considera os contratos formalizados no ACR e ACL.

² A margem contratual é calculada pela diferença entre a receita e a despesa dos contratos formalizados dividido pelo montante de venda. Não considera a valoração da exposição futura. Data base: 01 de julho de 2026. Dólar considerado: R\$ 5,17/USD (R\$/USD).

³ Balanço Energético Consolidado considera ambos os segmentos (Geração e Comercialização).

Balanco Energético das Participações Minoritárias

As informações do balanço energético e financeiras são apresentadas no nível consolidado das holdings CBA Energia, Pollarix e Pinheiro Machado, nas quais a Companhia possui participação minoritária e cujos saldos são reconhecidos via equivalência patrimonial nas demonstrações financeiras consolidadas da Companhia. Os dividendos dessas participações são reconhecidos no EBITDA Ajustado da Companhia.

Balanco Energético dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias.¹

Volume (MW médios)	2026	2027	2028	2029	2030
Garantia Física dos ativos (a)	250	256	256	244	244
Compras (b)	53	5	4	4	4
Recurso (c) = (a)+(b)	303	261	260	248	248
Vendas no ACL (d)	279	256	256	244	244
Requisitos (e)	279	256	256	244	244
Balanco Energético (f) = (c) - (e)	24	5	4	4	4

Analisando o Balanco Energético do 2T26, tivemos a variação de 1 MW médio na Garantia Física dos ativos para o ano de 2026, decorrente do impacto do GSF realizado no período.

O Balanco Energético das Participações Minoritárias apresenta apenas as transações de compra e venda de energia com o mercado, e exclui os contratos *intercompany* entre os ativos hidrelétricos e as subholdings (Pollarix, Pinheiro Machado e CBA Energia).

Repactuação Uso do Bem Público (UBP)

Em junho de 2026, os empreendimentos Baesa (UHE Barra Grande) e Enercan (UHE Campos Novos), nos quais a Auren detém participação indireta por meio da CBA Energia e da Pollarix, concluíram a adesão ao mecanismo de repactuação do Uso do Bem Público (UBP), conforme previsto na Lei nº 15.235/2025.

A operação viabiliza a antecipação e liquidação do saldo remanescente de UBP, resultando em captura de valor para os ativos e geração de benefícios econômico-financeiros relevantes. Os impactos positivos decorrentes da repactuação deverão ser refletidos nos resultados dos empreendimentos ao longo dos próximos trimestres.

¹ Notas: (i) A garantia física dos ativos líquida do fator de ajuste MRE (GSF) realizado; (ii) As garantias físicas estão líquidas de perdas internas e da rede básica de 3%; (iii) A garantia física está sujeita ao risco hidrológico (GSF); (iv) Consideram os recursos (garantia física e contratos de compra) e requisitos (vendas) equivalente à participação econômica da Auren nos ativos onde a Auren detém participação minoritária (Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado).

Desempenho Financeiro Consolidado

Os resultados aqui apresentados abrangem, além dos segmentos de Geração e Comercialização, o segmento *Holding & Pipeline* e as eliminações entre segmentos. O resultado de equivalência patrimonial contempla os ativos não controlados pela Companhia: (i) participações minoritárias da Auren em ativos hidrelétricos, detalhadas na seção "Participações Minoritárias da Auren", no capítulo [Balanço Energético](#), além de (ii) 50% de participação na *joint-venture* entre o complexo eólico Tucano e Unipar Carbocloro S.A. (Tucano Holding III), que registrou EBITDA¹ de R\$ 9,0 milhões no 2T26. Mais informações na Nota Explicativa 10 das Informações Financeiras Trimestrais.

Resultados do Período

R\$ milhões	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Receita Bruta	3.481,1	3.336,9	4,3%	6.980,7	6.740,8	3,6%
Deduções sobre a Receita Bruta	425,6	451,3	-5,7%	850,7	903,0	-5,8%
Receita Líquida	3.055,5	2.885,5	5,9%	6.130,0	5.837,8	5,0%
Custo com Compra de Energia	(1.790,5)	(1.542,3)	16,1%	(3.567,0)	(2.873,3)	24,1%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(185,6)	(176,7)	5,1%	(365,3)	(357,2)	2,3%
Margem Líquida	1.079,4	1.166,5	-7,5%	2.197,7	2.607,4	-15,7%
<i>Margem Líquida</i>	<i>35,3%</i>	<i>40,4%</i>	<i>-5,1 p.p.</i>	<i>35,9%</i>	<i>44,7%</i>	<i>-8,8 p.p.</i>
Custos e Despesas (PMSO)	(316,5)	(291,5)	8,6%	(628,1)	(593,5)	5,8%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	47,9	(358,0)	n.a.	(458,7)	(119,4)	284,2%
EBITDA	810,8	517,0	56,8%	1.110,9	1.894,5	-41,4%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	(96,7)	354,6	n.a.	409,3	125,4	226,4%
Dividendos das Participações Minoritárias	110,3	95,4	15,6%	199,6	153,7	29,8%
Não Recorrentes Relacionados a Iniciativas de Crescimento (PMSO)	(0,1)	11,0	n.a.	(0,1)	16,5	n.a.
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	34,7	(0,5)	n.a.	65,2	(23,7)	n.a.
Baixa de Imobilizado e Intangível (ORO)	-	-	n.a.	-	16,4	n.a.
Outros Ajustes	-	3,1	n.a.	-	3,1	n.a.
EBITDA Ajustado	858,9	980,6	-12,4%	1.784,8	2.185,9	-18,4%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	<i>28,1%</i>	<i>34,0%</i>	<i>-5,9 p.p.</i>	<i>29,1%</i>	<i>37,4%</i>	<i>-8,3 p.p.</i>
Depreciação e Amortização	(465,4)	(521,7)	-10,8%	(932,3)	(979,9)	-4,9%
Equivalência Patrimonial	39,6	14,8	168,3%	111,1	86,9	27,8%
Resultado Financeiro Líquido	(732,1)	(644,5)	13,6%	(1.322,0)	(1.376,6)	-4,0%
LAIR	(347,2)	(634,5)	-45,3%	(1.032,3)	(375,1)	n.a.
Impostos (IR/CSLL)	(31,8)	71,7	n.a.	51,6	(133,7)	n.a.
Resultado Líquido	(379,1)	(562,9)	-32,7%	(980,7)	(508,9)	92,7%

Margem Líquida

A Margem Líquida, resultado da Receita Líquida descontado o Custo com Compra de Energia Elétrica e Encargos Setoriais, totalizou R\$ 1.079,4 milhões no 2T26, redução de 7,5% (-R\$ 87,1 milhões) na comparação com o 2T25 (R\$ 1.166,5 milhões).

Os efeitos que influenciaram o resultado foram concentrados principalmente na Comercializadora, com destaque para a menor margem de comercialização (R\$ 47,0 milhões).

No portfólio de Geração, os principais efeitos foram: (i) redução de 9,9% no volume gerado pelas usinas eólicas em função do menor recurso (R\$ 44,3 milhões) e do *curtailment* (R\$ 21,1 milhões), (ii) aos preços mais baixos dos contratos ACL das hidrelétricas neste trimestre (R\$ 41,8 milhões), e (iii) aumento dos Encargos Setoriais (R\$ 9,3 milhões), parcialmente

¹ Considerando a participação proporcional da Auren Participações na *joint-venture*.

compensados por maiores ganhos de modulação (R\$ 30,1 milhões), pela correção monetária dos contratos ACL e ACR dos parques eólicos (R\$ 35,7 milhões) e pelo aumento de 7,2% na geração solar (R\$ 3,3 milhões).

Na comparação com a Margem Líquida do 1T26 (R\$ 1.118,3 milhões), tivemos uma redução de 3,5% (R\$ 38,9 milhões) no 2T26, explicado principalmente pelo menor ganho com modulação (R\$ 26,7 milhões) e maior impacto do *curtailment* (R\$ 15,7 milhões), além dos efeitos da sazonalidade dos ativos.

Custos e Despesas (PMSO)

Os Custos e Despesas Operacionais e Despesas Gerais e Administrativas (PMSO), incluindo iniciativas de crescimento e itens não recorrentes, totalizaram R\$ 316,5 milhões no 2T26, um aumento de R\$ 25,0 milhões (8,6%) quando comparado ao mesmo trimestre do ano anterior (R\$ 291,5 milhões), mas em linha com o montante observado no 1T26 (R\$ 313,5 milhões).

Custos e Despesas (PMSO Consolidado)

R\$ milhões	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Pessoal (P)	125,3	112,0	11,9%	236,4	227,1	4,1%
Materiais e Serviços de Terceiros (MS)	138,1	138,6	-0,3%	284,5	284,2	0,1%
Outros (O)	53,1	40,9	29,7%	107,3	82,1	30,6%
PMSO	316,5	291,5	8,6%	628,1	593,5	5,8%

A evolução entre períodos é explicada por:

- a) Pessoal (P):** os custos e despesas com pessoal totalizaram R\$ 125,3 milhões no 2T26, um aumento nominal de 11,9% quando comparado com o mesmo período de 2025 (R\$ 112,0 milhões), explicado principalmente pela inflação do período (R\$ 5,5 milhões) e pelas novas outorgas de Incentivo de Longo Prazo (ILP) para a administração da Companhia (R\$ 4,8 milhões).

Em comparação com o 1T26 (R\$ 111,0 milhões), tivemos um aumento de despesas trabalhistas incluindo provisão para pagamento de remuneração variável, novas outorgas de ILP e verbas rescisórias.

- b) Materiais e Serviços de Terceiros (MS):** os custos de materiais e serviços totalizaram R\$ 138,1 milhões no 2T26, em linha com o montante registrado no 2T25 (R\$ 138,6 milhões). A variação reflete o aumento da despesa com contratos de operação e manutenção dos ativos eólicos em função do escalonamento previsto em contrato (R\$ 3,1 milhões), compensado pela redução de serviços de terceiros.

Em comparação com o 1T26 (R\$ 148,3 milhões), tivemos a redução de R\$ 10,2 milhões, devido principalmente à despesa pontual associada ao encerramento do ciclo contratual de prestadores de serviço de operação e manutenção de parques eólicos reconhecida no primeiro trimestre (R\$ 6,4 milhões).

- c) Outros (O):** R\$ 53,1 milhões no 2T26, um aumento de 29,7% se comparado ao 2T25 (R\$ 40,9 milhões). O incremento se deve principalmente a maiores despesas com arrendamento (R\$ 6,2 milhões) e descasamento temporal entre trimestres (R\$ 10,2 milhões). Na comparação com o 1T26 (R\$ 54,2 milhões), as despesas se mantiveram em linha.

Outros Resultados Operacionais

A rubrica Outros Resultados Operacionais (ORO) totalizou uma receita de R\$ 47,9 milhões no 2T26 ante uma despesa de R\$ 358,0 milhões no 2T25. A variação é explicada principalmente pelo efeito da marcação a mercado dos contratos futuros de energia no montante de R\$ 96,7 milhões no 2T26, dada a queda na curva de preço de energia e de -R\$ 354,6 milhões no 2T25. Adicionalmente, no 2T26, houve uma provisão de R\$ 34,7 milhões relacionada a litígios e depósitos judiciais.

EBITDA Ajustado

A Auren registrou EBITDA Ajustado de R\$ 858,9 milhões no 2T26, uma redução de 12,4%, ou R\$ 121,8 milhões, em relação ao mesmo período do ano anterior. A queda é principalmente explicada por uma menor geração eólica e um EBITDA abaixo do observado no ano anterior na atividade de comercialização. Em relação ao 1T26, houve redução de 7,2%, ou R\$ 67,0 milhões. Tais variações são resultado dos efeitos detalhados nas seções acima sobre a Margem Líquida e os Custos e Despesas.

Os dividendos declarados das participações minoritárias da Auren no 2T26 foram de R\$ 110,3 milhões vs. R\$ 95,4 milhões no 2T25, integralmente associados às participações minoritárias nas hidrelétricas, em linha com a estratégia de linearizar o pagamento de dividendos ao longo do ano.

Resultado Financeiro

Resultado Financeiro Consolidado

R\$ milhões	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
Receitas Financeiras	193,3	205,2	-5,8%	455,3	481,9	-5,5%
Despesas Financeiras ¹	(925,4)	(849,7)	8,9%	(1.777,2)	(1.858,5)	-4,4%
Resultado Financeiro Líquido	(732,1)	(644,5)	13,6%	(1.322,0)	(1.376,6)	-4,0%

O resultado financeiro líquido foi uma despesa de R\$ 732,1 milhões no 2T26 comparado a uma despesa de R\$ 644,5 milhões no mesmo período de 2025.

- a) **Receitas Financeiras:** R\$ 193,3 milhões no 2T26 comparado a uma receita de R\$ 205,2 milhões no 2T25, devido principalmente ao menor rendimento sobre aplicações financeiras em função do menor saldo de liquidez (R\$ 4,7 bilhões em junho de 2026 vs. R\$ 5,9 bilhões em junho de 2025).
- b) **Despesas Financeiras:** R\$ 925,4 milhões no 2T26, comparada a despesa de R\$ 849,7 milhões no 2T25. O incremento de R\$ 75,7 milhões decorre, principalmente, da atualização monetária sobre o endividamento devido ao aumento do IPCA no período (1,42% a.a. no 2T26 vs. 0,93% a.a. no 2T25) e custos associados à reorganização societária (R\$ 16,9 milhões).

Na comparação com o 1T26 (R\$ 589,8 milhões), tivemos uma variação de 24,1% (R\$ 142,3 milhões) no resultado financeiro líquido, devido, principalmente ao processo de arbitragem com decisão favorável à Auren (R\$ 25,9 milhões) reconhecida no primeiro trimestre, além do aumento de juros e atualização monetária sobre o endividamento (R\$ 88,2 milhões) e sobre a provisão de litígios (R\$ 15,4 milhões) em função da variação dos índices de correção, bem como os custos associados à reorganização societária.

Resultado Líquido

Resultado Líquido Consolidado

R\$ milhões	2T26	2T25	Var.	6M26	6M25	Var.
EBITDA	810,8	517,0	56,8%	1.110,9	1.894,5	-41,4%
Depreciação e Amortização	(465,4)	(521,7)	-10,8%	(932,3)	(979,9)	-4,9%
Equivalência Patrimonial	39,6	14,8	168,3%	111,1	86,9	27,8%
Resultado Financeiro Líquido	(732,1)	(644,5)	13,6%	(1.322,0)	(1.376,6)	-4,0%
Impostos (IR/CSLL)	(31,8)	71,7	n.a.	51,6	(133,7)	n.a.
Resultado Líquido	(379,1)	(562,9)	-32,7%	(980,7)	(508,9)	92,7%

Como resultado dos fatores anteriormente mencionados e aliado às variações da depreciação e amortização, equivalência patrimonial e impostos, a Companhia registrou prejuízo de R\$ 379,1 milhões no 2T26 ante um prejuízo de R\$ 562,9 milhões no 2T25. As principais variações estão detalhadas abaixo.

- a) **EBITDA:** EBITDA consolidado de R\$ 810,8 milhões no 2T26 ante R\$ 517,0 milhões no 2T25, um acréscimo de R\$ 293,8 milhões, principalmente em função da marcação a mercado dos contratos futuros de energia, conforme detalhado anteriormente.
- b) **Depreciação/Amortização:** despesa de R\$ 465,4 milhões no 2T26, inferior ao montante observado no 2T25 (R\$ 521,7 milhões), no qual tivemos a amortização da mais-valia originada nas aquisições da AES Brasil e da Esfera, e em linha com a despesa observada no 1T26 (R\$ 466,8 milhões).
- c) **Imposto de Renda e Contribuição Social (IR/CS):** despesa de R\$ 31,8 milhões no 2T26, gerado substancialmente pelo IR/CS pagos nos ativos renováveis sob o regime do Lucro Presumido e pelo prejuízo fiscal decorrente de despesas financeiras apurado em sociedades sem a constituição de imposto diferido ativo.

¹ Para fins de comparabilidade, destacamos que os efeitos do valor justo de empréstimos, financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos são demonstrados líquidos na linha de despesas financeiras, diferindo do critério aplicado nas demonstrações financeiras.

d) Equivalência Patrimonial: receita de R\$ 39,6 milhões no 2T26, R\$ 24,8 milhões superior ao montante observado no 2T25 (R\$ 14,8 milhões).

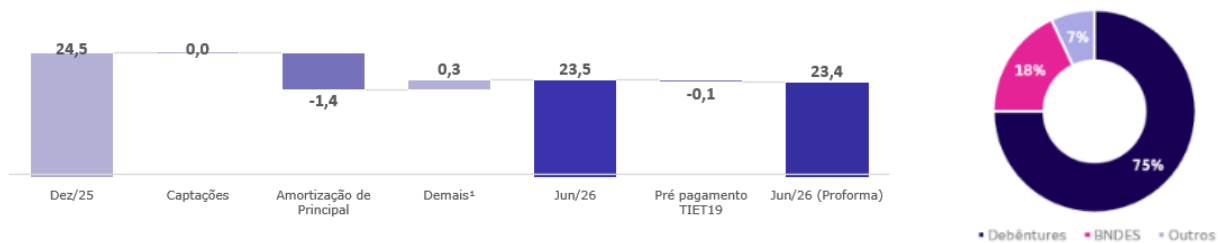
Endividamento

Em 30 de junho de 2026, a dívida bruta consolidada da Auren totalizou R\$ 23,5 bilhões, representando uma redução de R\$ 1,0 bilhão (4,1%) em relação a junho de 2025, refletindo os efeitos das iniciativas de *liability management* implementadas ao longo dos últimos doze meses. Na comparação com 31 de março de 2026, a dívida bruta apresentou redução de R\$ 199,5 milhões (0,8%), decorrente principalmente da amortização extraordinária de R\$ 187,0 milhões da 1ª série da 9ª Emissão de Debêntures da Auren Operações (TIET19). Em julho, a Companhia realizou uma nova amortização extraordinária da TIET19, no montante de R\$ 85 milhões.

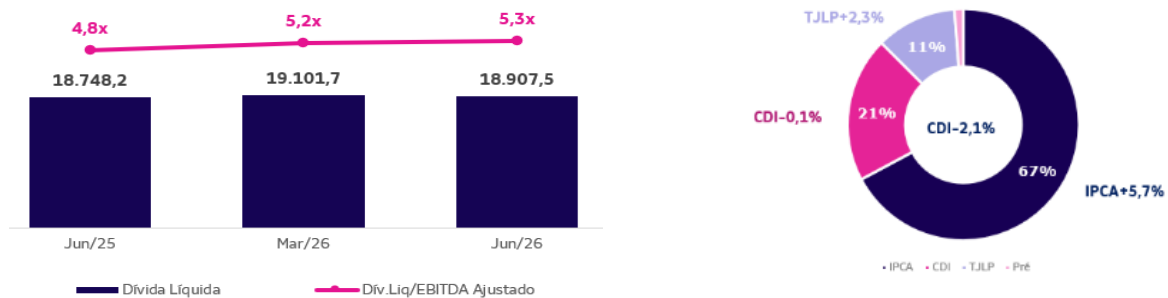
No encerramento do trimestre, a alavancagem, medida pela relação Dívida Líquida/EBITDA Ajustado, atingiu 5,3x, ante 5,2x em 31 de março de 2026 e 4,8x em 30 de junho de 2025. A variação do indicador reflete principalmente a redução do EBITDA Ajustado dos últimos doze meses, parcialmente compensada pela diminuição da dívida líquida.

Ao final do 2T26, o prazo médio da dívida da Companhia era de 6,8 anos, refletindo um perfil de amortização equilibrado e sem concentrações relevantes de vencimento. O custo médio da dívida bruta foi de CDI -2,12% ao ano e a Companhia encerrou o período com posição de liquidez de R\$ 4,7 bilhões, reforçando sua capacidade de gestão das obrigações financeiras.

Movimentação (R\$ bilhões) e Perfil da Dívida Bruta Proforma



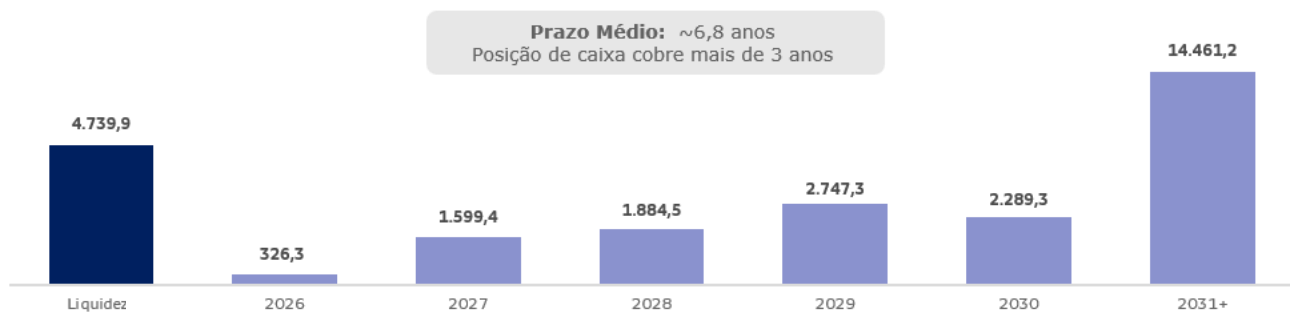
Dívida Líquida (R\$ milhões), Alavancagem e Perfil da Dívida Líquida



Adicionalmente, cerca de 67% da dívida líquida permanece indexada ao IPCA, mesmo índice que corrige os contratos de venda de energia da Companhia, mitigando parcialmente a exposição da Companhia a variações inflacionárias, enquanto apenas 21% do endividamento líquido encontra-se atrelado ao CDI. Conforme observado no gráfico abaixo, as iniciativas de *liability management* implementadas ao longo de 2025 contribuíram para um perfil de vencimentos mais equilibrado e sem concentrações relevantes de amortizações.

¹ Outros compreende juros incorridos e pagos, atualização monetária e a movimentação de saldos diferidos.

Cronograma de Amortização do Principal da Dívida Bruta (R\$ milhões)



Endividamento

R\$ milhões	jun/26	jun/25	Var.	mar/26	Var.
Dívida Bruta	23.491,5	24.503,5	-4,1%	23.691,1	-0,8%
Instrumentos Financeiros Derivativos ¹	(6,9)	(11,8)	n.a.	(35,6)	n.a.
Arrendamentos	162,7	167,3	-2,7%	165,2	-1,5%
Dívida Bruta Ajustada²	23.647,3	24.659,0	-4,1%	23.820,7	-0,7%
Liquidez ³	4.739,9	5.910,8	-19,8%	4.719,0	0,4%
Dívida Líquida	18.907,5	18.748,2	0,8%	19.101,7	-1,0%
EBITDA Ajustado	3.567,2	3.937,9	-9,4%	3.689,0	-3,3%
Dívida Líquida/EBITDA Ajustado	5,3x	4,8x	0,5x	5,2x	0,1x

Covenants Financeiros – Auren Operações

Conforme divulgado ao mercado em 1º de junho de 2026, foi concluída, em 31 de maio de 2026, a Fase 1 da reorganização societária da Auren Energia, com a incorporação da Auren Participações pela Auren Operações, que passou a sucedê-la universalmente em todos os seus direitos e obrigações.

A operação representa um importante avanço na simplificação da estrutura corporativa e financeira da Companhia, promovendo maior eficiência na gestão de caixa e do endividamento. Adicionalmente, a reorganização eliminou temporariamente os *covenants* financeiros de Dívida Líquida/EBITDA Ajustado da Auren Operações, anteriormente aplicáveis à estrutura de financiamento, proporcionando maior flexibilidade financeira à Companhia. Nesse novo contexto, as dívidas atualmente contratadas pela Auren Operações passaram a contar com garantia corporativa da Auren Energia. A eliminação definitiva dos *covenants* ocorrerá na conclusão da Fase 2 da reorganização societária, quando a Auren Operações será incorporada pela CESP. Com a conclusão da operação, a Companhia não terá mais *covenants* corporativos, mantendo apenas as cláusulas restritivas a nível dos projetos.

Ratings

Ao longo do 2T26, a Auren manteve seus ratings corporativos no mais alto nível da escala nacional (AAA) pela Fitch Ratings e pela Moody's. A Moody's reafirmou a perspectiva estável para a Companhia, enquanto, em julho, a Fitch revisou sua perspectiva de estável para negativa. A manutenção dos *ratings* reforça a solidez dos fundamentos financeiros da Companhia.

¹ Considera Marcação a Mercado de derivativos financeiros, exceto aqueles que estejam ligados à operação de compra e venda de energia.

² Considera empréstimos, financiamentos e debêntures, líquidas das operações de derivativos a elas relacionadas.

³ Caixa, equivalentes de caixa, aplicações financeiras, fundo de liquidez (conta reserva).

Movimentação da Dívida Líquida

R\$ milhões	2T26	2T25	Var.
Dívida Bruta – Posição Inicial (1T)	23.691,1	25.992,3	(2.301,2)
Instrumentos Financeiros Derivativos e Arrendamentos – Posição Inicial (1T)	(129,7)	(160,6)	31,0
Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras – Posição Inicial (1T)	4.719,0	7.191,1	(2.472,1)
Dívida Líquida – Posição Inicial (1T) (A)	19.101,7	18.961,8	139,9
EBITDA Ajustado	858,9	980,6	(121,8)
Provisão de Ressarcimento	103,1	75,1	28,1
Pagamento de Ressarcimento	-	(1,9)	1,9
Capital de Giro	135,2	49,0	86,2
Impostos (IR/CSLL) Pago	(93,8)	(87,5)	(6,3)
Capex Sustaining	(69,9)	(81,0)	11,1
Rendimento sobre Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras	148,5	219,3	(70,8)
Juros Pagos de Dívidas e Derivativos	(566,7)	(799,6)	232,9
Provisão de Dividendos das Participações	(110,3)	(95,4)	(14,8)
Recebimento de Dividendos das Participações	64,6	45,3	19,3
Pagamento de Dividendos para Acionistas da Auren Energia	-	(59,6)	59,6
Pagamento de Dividendos para Acionistas Minoritários ¹	-	(1,8)	1,8
Outros	-	63,5	(63,5)
Movimentação das Disponibilidades (B)	469,6	306,0	163,6
Juros Capitalizados de Dívidas e Derivativos	298,5	(99,2)	397,7
Amortização de Custo de Emissão	12,8	40,6	(27,8)
Ajuste a valor justo	(112,4)	37,7	(150,1)
Provisão de Arrendamento	7,0	7,2	(0,2)
Movimentação sem Efeito Caixa (C)	205,9	(13,7)	219,5
Movimentação da Dívida Líquida sem Expansão (D) = (C) – (B)	(263,8)	(319,7)	55,9
Capex de Expansão (E)	(69,5)	(106,1)	36,5
Movimentação da Dívida Líquida com Expansão (F) = (D) – (E)	(194,2)	(213,6)	19,4
Dívida Líquida – Posição Final (2T) (G) = (A) + (F)	18.907,5	18.748,2	159,3
Instrumentos Financeiros Derivativos e Arrendamentos – Posição Final (2T)	(155,8)	(155,5)	(0,3)
Caixa + Fundo de Liquidez + Aplicações Financeiras – Posição Final (2T)	4.739,9	5.910,8	(1.170,9)
Dívida Bruta – Posição Final (2T)	23.491,5	24.503,5	(1.012,0)

Alguns dos principais efeitos que influenciaram a variação no fluxo de caixa livre entre os períodos são:

- Ressarcimento:** provisionamento de R\$ 103,1 milhões no 2T26 vs. R\$ 75,1 milhões no 2T25, devido à menor geração dos ativos eólicos. No trimestre, não houve pagamento de ressarcimento, devido à suspensão das devoluções em função das discussões regulatórias sobre o *curtailment*.
- Capex Sustaining:** despesa de Capex de R\$ 69,9 milhões no 2T26 relacionada à manutenção dos ativos hidrelétricos, eólicos e solares da Companhia.
- Rendimento sobre Caixa, Fundo de Liquidez e Aplicações Financeiras:** redução de R\$ 70,8 milhões nos rendimentos financeiros, em função da redução da Liquidez (R\$ 4,7 bilhões em março de 2026 vs. R\$ 7,2 bilhões em março de 2025).
- Dividendos:** (i) provisão referente aos dividendos declarados das participações minoritárias em UHEs no trimestre (R\$ 110,3 milhões no 2T26 vs. R\$ 95,4 milhões no 2T25) e aumento de R\$ 19,3 milhões no montante de dividendos recebidos das participações minoritárias em UHEs em relação ao mesmo período do ano anterior, devido

¹ Inclui os acionistas minoritários da Guaimbê Holding, Veleiros Holding e Potengi Holding.

à alteração nas políticas e nos regimes de reconhecimento dos dividendos realizada em 2025, e (ii) distribuição de dividendos aos acionistas da Auren Energia no 2T25, no valor R\$ 59,6 milhões.

- e) Capital de Giro:** o capital de giro no 2T26 (R\$ 135,2 milhões) foi influenciado, principalmente, por diferenças temporais entre o reconhecimento contábil de receitas e despesas e seus respectivos efeitos caixa. As maiores variações estão relacionadas às contas a receber e a pagar de energia (+R\$ 101,3 milhões).
- f) Juros pagos:** R\$ 566,7 milhões no 2T26, sendo a redução de R\$ 232,9 milhões comparado ao 2T25 explicada, principalmente pela estratégia de *liability management* executada ao longo do ano de 2025.
- g) Capex de Projetos:** a despesa de Capex relacionada à expansão no 2T26, de R\$ 69,5 milhões, refere-se majoritariamente à implantação do projeto Cajuína 3. Até 30 de junho de 2026, já foram investidos R\$ 614,0 milhões em Cajuína 3, cerca de 83% do Capex projetado, com a implantação atingindo um avanço físico de 88%.

Demonstração de Resultados por Segmento

A tabela abaixo apresenta a Demonstração de Resultados de cada um dos segmentos, Geração, Comercialização e Holding, detalhando as eliminações necessárias para obtenção do resultado consolidado do período.

Demonstração Trimestral de Resultados por Segmento e Consolidada – 2T26

R\$ milhões	Geração	Comercialização	Holding	Eliminações	Consolidado
Receita Bruta	1.957,8	2.257,2	-	(733,8)	3.481,1
Deduções sobre a Receita Bruta	(192,1)	(257,6)	-	24,2	(425,6)
Receita Líquida	1.765,7	1.999,5	-	(709,7)	3.055,5
Custo com Compra de Energia	(518,8)	(1.981,4)	(0,0)	709,7	(1.790,5)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(185,9)	(0,2)	0,4	-	(185,6)
Margem Líquida	1.061,0	18,0	0,4	-	1.079,4
<i>Margem Líquida</i>	60,1%	0,9%	-	-	35,3%
Custos e Despesas (PMSO)	(258,3)	(32,1)	(26,1)	-	(316,5)
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(45,4)	(216,2)	(0,3)	309,8	47,9
EBITDA	757,3	(230,3)	(26,0)	309,8	810,8
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia (ORO)	-	213,1	-	(309,8)	(96,7)
Dividendos das Participações Minoritárias	110,3	-	-	-	110,3
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais (ORO)	34,5	0,0	0,1	-	34,7
EBITDA Ajustado	902,1	(17,2)	(25,8)	-	858,9
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	51,1%	-0,9%	-	-	28,1%
Depreciação e Amortização	(444,3)	(4,6)	(16,6)	-	(465,4)
Equivalência Patrimonial	41,0	(1,4)	-	-	39,6
Resultado Financeiro Líquido	(637,5)	15,1	(109,7)	-	(732,1)
LAIR	(283,5)	(221,3)	(152,2)	309,8	(347,2)
Impostos (IR/CSLL)	(18,0)	71,5	20,0	(105,3)	(31,8)
Resultado Líquido	(301,5)	(149,8)	(132,2)	204,4	(379,1)

Desempenho Financeiro do Segmento de Geração

Importante: Tendo em vista a evolução da metodologia de rateio das despesas da Companhia entre segmentos e fontes, passamos a reportar o EBITDA de Geração aberto entre as fontes hidrelétrica, eólica e solar e, para auxiliar o mercado na análise dos resultados e facilitar a visualização e interpretação dos dados do 2T26 da Companhia, os números relativos às Informações Financeiras de 2025 por segmento são apresentados em uma visão proforma não auditada, considerando a metodologia de rateio aplicada a Companhia desde 01/01/2025 exclusivamente para fins comparativos.

Resultados do Período

R\$ milhões	2T26	2T25 proforma	Var.	6M26	6M25 proforma	Var.
Receita Bruta	1.957,8	1.822,8	7,4%	3.855,4	3.614,5	6,7%
Deduções sobre a Receita Bruta	(192,1)	(226,1)	-15,0%	(386,5)	(396,7)	-2,6%
Receita Líquida	1.765,7	1.596,8	10,6%	3.468,9	3.217,8	7,8%
Custo com Compra de Energia	(518,8)	(334,9)	54,9%	(931,8)	(523,6)	77,9%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(185,9)	(176,6)	5,3%	(364,4)	(356,7)	2,1%
Margem Líquida	1.061,0	1.085,3	-2,2%	2.172,7	2.337,4	-7,0%
<i>Margem Líquida</i>	60,1%	68,0%	-7,9 p.p.	62,6%	72,6%	-10,0 p.p.
PMSO	(258,3)	(238,0)	8,5%	(509,3)	(485,8)	4,8%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(45,4)	(1,2)	n.a.	(48,2)	4,5	n.a.
EBITDA	757,3	846,1	-10,5%	1.615,2	1.856,1	-13,0%
Dividendos das Participações Minoritárias	110,3	95,4	15,6%	199,6	153,7	29,8%
Itens Não Recorrentes Relacionadas a Iniciativas de Crescimento	-	7,0	n.a.	-	8,4	n.a.
Constituição/(Reversão) de Provisão para Litígios e Depósitos Judiciais	34,5	(2,0)	n.a.	64,7	(25,3)	n.a.
Baixa de imobilizado	-	-	n.a.	-	10,2	n.a.
EBITDA Ajustado	902,1	946,4	-4,7%	1.879,5	2.003,1	-6,2%
Hidrelétrica	452,1	461,7	-2,1%	1.067,7	1.038,6	2,8%
Eólica	387,4	432,9	-10,5%	694,9	827,3	-16,0%
Solar	62,5	51,9	20,5%	116,9	137,2	-14,8%
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	51,1%	59,3%	-8,2 p.p.	54,2%	62,3%	-8,1 p.p.

O **EBITDA Ajustado** do segmento de geração totalizou R\$ 902,1 milhões no 2T26, R\$ 44,4 milhões (4,7%) inferior se comparado ao 2T25. A variação no período reflete principalmente:

a) Margem Líquida: R\$ 1.061,0 milhões no 2T26, uma redução de 2,2% em relação ao mesmo período do ano anterior (R\$ 1.085,3 milhões), equivalente a R\$ 24,3 milhões, devido principalmente aos seguintes impactos nas fontes hidrelétrica, eólica e solar:

- **Fonte Hidrelétrica:** redução da margem em R\$ 28,6 milhões devido principalmente aos preços mais baixos dos contratos ACL das hidrelétricas entre períodos (R\$ 41,8 milhões), a cessão do contrato de 150 MW médios para a Comercializadora (R\$ 15,9 milhões), e do aumento dos Encargos Setoriais (R\$ 8,2 milhões) devido à atualização monetária, compensado parcialmente por maiores ganhos de modulação (R\$ 32,7 milhões) e maior receita no MRE (R\$ 7,5 milhões).

O preço mais baixo das hidrelétricas já era refletido no Balanço Energético divulgado trimestralmente, sendo observado na variação do preço médio de venda no ACL das hidrelétricas entre 2025 e 2026.

- **Fonte Eólica:** redução da margem em R\$ 12,6 milhões, devido à redução de 9,9% na geração eólica principalmente em função do menor recurso (R\$ 44,3 milhões) e do curtailment (R\$ 21,1 milhões), compensado parcialmente pela correção monetária dos contratos ACL e ACR (R\$ 35,7 milhões), pelo impacto positivo de efeito temporal de provisão realizada (R\$ 11,7 milhões) e pelo ganho com a maior alocação no ACR dada a diferença de preço entre os contratos regulados e o PLD (R\$ 4,5 milhões).

- **Fonte Solar:** aumento da margem líquida em R\$ 16,9 milhões, devido principalmente ao impacto positivo de efeito temporal de provisão realizada (R\$ 14,6 milhões) e ao aumento de 7,2% na geração solar (R\$ 3,3 milhões).

Na comparação com a Margem Líquida do 1T26 (R\$ 1.111,8 milhões), tivemos uma redução de 4,6% (R\$ 50,8 milhões) no 2T26, explicado principalmente pela sazonalidade de geração das fontes, além do menor ganho com modulação (R\$ 26,7 milhões) e maior impacto bruto do curtailment (R\$ 11,6 milhões).

- b) **PMSO:** R\$ 258,3 milhões no 2T26, aumento nominal de 8,5% em relação ao 2T25, principalmente em decorrência de maiores despesas com Pessoal (R\$ 7,0 milhões) em função da inflação do período e outras despesas trabalhistas, maior despesa de arrendamento (R\$ 4,5 milhões) e descasamento temporal entre trimestre (R\$ 10,2 milhões).
- c) **ORO:** despesa de R\$ 45,4 milhões no 2T26 comparada a despesa de R\$ 1,2 milhões no 2T25, em função da provisão realizada para litígios e depósitos judiciais (R\$ 34,5 milhões).
- d) **Dividendos:** dividendos declarados pelos ativos hidrelétricos nos quais a Companhia possui participações minoritárias no montante de R\$ 110,3 milhões no 2T26, R\$ 14,9 milhões superior ao mesmo período do ano anterior. O aumento se deve principalmente à alteração nas políticas e regimes de reconhecimento dos dividendos destes ativos realizada em 2025.

Desempenho Financeiro do Segmento de Comercialização

Resultados do Período

R\$ milhões	2T26	2T25 proforma	Var.	6M26	6M25 proforma	Var.
Receita Bruta	2.257,2	2.148,1	5,1%	4.536,4	4.218,9	7,5%
Deduções sobre a Receita Bruta	257,6	253,9	1,5%	511,9	536,9	-4,7%
Receita Líquida	1.999,5	1.894,2	5,6%	4.024,6	3.682,0	9,3%
Custo com Compra de Energia	(1.981,4)	(1.812,8)	9,3%	(3.998,6)	(3.411,5)	17,2%
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(0,2)	(0,1)	38,9%	(0,2)	(0,5)	-49,5%
Margem Líquida	18,0	81,3	-77,8%	25,7	270,0	-90,5%
<i>Margem Líquida</i>	0,9%	4,3%	-3,4 p.p.	0,6%	7,3%	-6,7 p.p.
PMSO	(32,1)	(31,5)	2,1%	(66,5)	(64,1)	3,7%
Outros Resultados Operacionais (ORO)	(216,2)	77,3	n.a.	205,1	44,1	364,9%
EBITDA	(230,3)	127,1	n.a.	164,3	250,0	-34,3%
Marcação a Mercado de Contratos Futuros de Energia	213,1	(77,1)	n.a.	(205,3)	(38,4)	n.a.
Provisão/(Reversão) para Litígios e Baixa de Depósitos Judiciais	0,0	(0,0)	n.a.	0,0	0,1	-98,0%
Outros Ajustes	-	3,1	n.a.	-	3,1	n.a.
EBITDA Ajustado	(17,2)	53,0	n.a.	(41,0)	214,7	n.a.
<i>Margem EBITDA Ajustada</i>	-0,9%	2,8%	-3,7 p.p.	-1,0%	5,8%	-6,8 p.p.

O **EBITDA Ajustado** totalizou -R\$ 17,2 milhões no 2T26 ante R\$ 53,0 milhões registrados no 2T25. Caso não houvesse a cessão de contrato mencionada anteriormente, o EBITDA Ajustado do 2T26 seria de -R\$ 1,3 milhões. A variação em relação ao 2T25 é explicada principalmente:

- a) **Margem Líquida:** excluindo-se o impacto negativo de R\$ 15,9 milhões no segmento de Comercialização no 2T26, referente à cessão do contrato de 150 MW médios mencionado nas divulgações de resultados anteriores, teríamos uma variação negativa de R\$ 47,0 milhões entre os períodos. Tal variação é explicada principalmente pela menor margem de comercialização.

Na comparação com o 1T26 (R\$ 9,6 milhões), tivemos um aumento de cerca de R\$ 8,4 milhões, explicada principalmente pelo menor custo com compras de energia devido a variação dos preços de mercado entre os períodos.

- b) **PMSO:** os custos operacionais e despesas gerais e administrativas do segmento de comercialização totalizaram R\$ 32,1 milhões no 2T26, ante R\$ 31,5 milhões no 2T25. As variações refletem majoritariamente a adição da Way2, com impacto de R\$ 8,1 milhões, compensada em grande medida pela redução das despesas com serviços de terceiros. Em relação ao 1T26 (R\$ 34,3 milhões), tivemos uma redução de 6,4% em função da otimização na linha de serviços de terceiros citada anteriormente.
- c) **ORO:** receita de R\$ 216,2 milhões, resultado majoritariamente da marcação a mercado dos contratos para venda de energia futura, que totalizou R\$ 213,1 milhões no trimestre.

Desempenho Financeiro das Participações Minoritárias

Nesta seção apresentamos uma DRE Gerencial com a consolidação do desempenho financeiro dos ativos hidrelétricos nos quais a Auren possui participação minoritária. Tal apresentação é gerencial, não auditada e tem por objetivo auxiliar o mercado a entender a geração de caixa de tais ativos, que resulta no pagamento de dividendos à Companhia.

Na tabela a seguir, destacamos as principais linhas dos resultados de tais ativos em conjunto, ponderados pela participação indireta da Auren, possibilitando melhor entendimento das operações. Vale ressaltar que nenhum dos ativos considerados nessa seção possui dívidas em seus respectivos balanços.

DRE Gerencial dos Ativos Hidrelétricos com Participações Minoritárias

DRE Gerencial Participações (R\$ milhões na participação econômica de Auren)	2T26	2T25 proforma	Var.	6M26	6M25 proforma	Var.
Volume Energia Vendida (MW médios)	257	247	4,0%	274	276	-0,7%
Margem Líquida (R\$/MWh)	232	202	14,7%	236	188	25,3%
Margem Líquida	130,3	109,6	18,9%	281,0	228,7	22,9%
PMSO	(6,1)	(5,9)	2,7%	(11,4)	(11,4)	-0,2%
EBITDA Ajustado¹	124,3	103,6	19,9%	269,7	217,3	24,1%
Depreciação & Amortização	(10,4)	(9,4)	11,1%	(20,8)	(18,8)	10,9%
Outros Resultados (Incluindo MTM)	(4,8)	(28,1)	-83,1%	1,1	4,2	-74,8%
EBIT	109,1	66,1	64,9%	249,9	202,6	23,3%
Resultado Financeiro	(0,9)	6,4	n.a.	3,4	6,5	-47,4%
LAIR	108,2	72,5	-49,2%	253,3	209,1	21,1%
IR/CSLL	(30,2)	(24,8)	21,8%	(65,0)	(52,0)	25,0%
Lucro Líquido²	78,0	47,8	63,3%	188,3	157,0	19,9%
Dividendos Declarados	110,2	76,1	44,8%	199,5	134,4	48,4%

Principais destaques do 2T26:

- Margem Líquida:** a variação positiva da margem, de R\$ 20,7 milhões, é explicada principalmente pelos reajustes e aumentos dos preços de venda nos contratos de Pollarix e CBA Energia entre o 2T26 e o 2T25, conforme previsto nos contratos. Adicionalmente, a margem foi beneficiada pela redução de custos, que contribuiu com R\$ 2,4 milhões, e pelo aumento de 4% no volume de energia vendida, reforçando o desempenho no trimestre.
- PMSO:** o PMSO se manteve em linha com montante observado no ano anterior (R\$ 6,1 milhões no 1T26 vs. R\$ 5,9 milhões no 2T26).
- EBITDA Ajustado:** R\$ 124,3 milhões no 2T26, crescimento de 19,9% quando comparado aos R\$ 103,6 milhões registrados no 2T25, justificado pelo crescimento da margem líquida entre os períodos.
- Outros Resultados:** a variação positiva de R\$ 23,3 milhões entre os trimestres comparados decorre dos efeitos de marcação a mercado de contratos de energia, refletindo a redução da curva de preços futuros de energia.
- Resultado Financeiro:** no 2T26, o resultado financeiro registrou saldo negativo de R\$ 0,9 milhão, revertendo o resultado positivo de R\$ 6,4 milhões observado no 2T25. A variação entre períodos é explicada, sobretudo, pelos seguintes efeitos: (i) atualização monetária do saldo do UBP em função da elevação do índice (IGP-M) aplicado às UHEs Picada, Baesa, Enercan, Amador; e (ii) redução dos rendimentos de aplicações financeiras nas empresas Pollarix Holding e Amador Aguiar.
- Dividendos Declarados:** R\$ 110,3 milhões no segundo trimestre de 2026, frente a R\$ 76,1 milhões no 2T25, reflexo do melhor resultado do exercício apurado de 2026 em Pollarix e CBA Energia.

¹ EBITDA Ajustado desconsidera efeitos de marcação a mercado.

² O Lucro Líquido apresentado pode ser identificado na Nota Explicativa 11 das Demonstrações Financeiras de Auren Energia, ao somar o resultado de equivalência patrimonial das coligadas Pollarix, CBA Energia Participações e Pinheiro Machado Participações.

Outras Informações Relevantes

Portaria nº 140/2026 sobre o Termo de Compromisso para o *Curtailment*

No dia 21 de julho de 2026, foi publicada a Portaria nº 140/2026 (PRT 140) estabelecendo as diretrizes para a operacionalização da compensação dos custos decorrentes de cortes de geração de usinas eólicas e solares fotovoltaicas de que trata o artigo 1º-B da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Os cortes a serem compensados compreendem o reconhecimento à compensação por confiabilidade e por indisponibilidade externa para usinas eólicas e solares fotovoltaicas no SIN no período contemplado entre setembro de 2023 a novembro de 2025. A Portaria estabelece oficialmente o Termo de Compromisso e as diretrizes para a operacionalização da compensação dos custos decorrentes destes cortes.

Cabe destacar que a PRT 140 não engloba o reconhecimento dos cortes por razão energética, bem como não trata do ressarcimento dos cortes ocorridos a partir de novembro de 2025 – restando este último ser regulamentado pela ANEEL.

Para a Auren, os cortes classificados por motivo de confiabilidade ou indisponibilidade externa (REL) abaixo da franquia correspondem a 50% dos cortes no período contemplado pela Lei, com impacto estimado em aproximadamente R\$ 300,0 milhões considerando compensação integral.

Atualmente, a Companhia analisa o teor do Termo de Compromisso sob o ponto de vista jurídico, além da mensuração da compensação sob as diretrizes da nova portaria, a fim de avaliar a viabilidade da manifestação prévia de interesse à adesão até o dia 10 de agosto, conforme estabelecido pelo normativo. Cabe destacar que essa manifestação não é vinculante.

Caso haja manifestação de interesse, haverá a revisão dos valores de *curtailment* e ressarcimento pelo ONS e CCEE à luz do que estabelece a Portaria. Após essa etapa, os valores passarão por um período de contestação dos agentes e, findo este prazo, serão estabelecidos os montantes a serem ressarcidos. Após a divulgação dos valores definitivos os agentes poderão então optar pela assinatura definitiva do Termo de Compromisso, em data a ser definida pelo MME.

Segundo os prazos estabelecidos pela publicação, nossa estimativa é de que as assinaturas do documento sejam realizadas por volta do segundo trimestre de 2027 e que os pagamentos referentes aos ressarcimentos sejam efetivamente iniciados no segundo semestre 2027.

Acesse na íntegra o documento publicado [neste link](#).

Reorganização Societária

Conforme Fatos Relevantes divulgados em [14 de abril de 2026](#) e [24 de junho de 2026](#), e Comunicado ao Mercado de [1º de junho de 2026](#), a Companhia informou seus acionistas e o mercado em geral sobre o andamento da reorganização societária do grupo Auren Energia. A reorganização tem como principais objetivos: (a) concentrar os ativos hidrelétricos em um único veículo (CESP – Companhia Energética de São Paulo); (b) racionalizar e simplificar a estrutura societária do grupo Auren Energia, com a redução do número de companhias abertas; e (c) aumentar a eficiência na gestão de caixa e do endividamento.

A Reorganização Societária foi estruturada em duas fases sequenciais, sujeitas ao cumprimento das condições precedentes usuais para esse tipo de operação, incluindo aprovações regulatórias e anuências de terceiros.

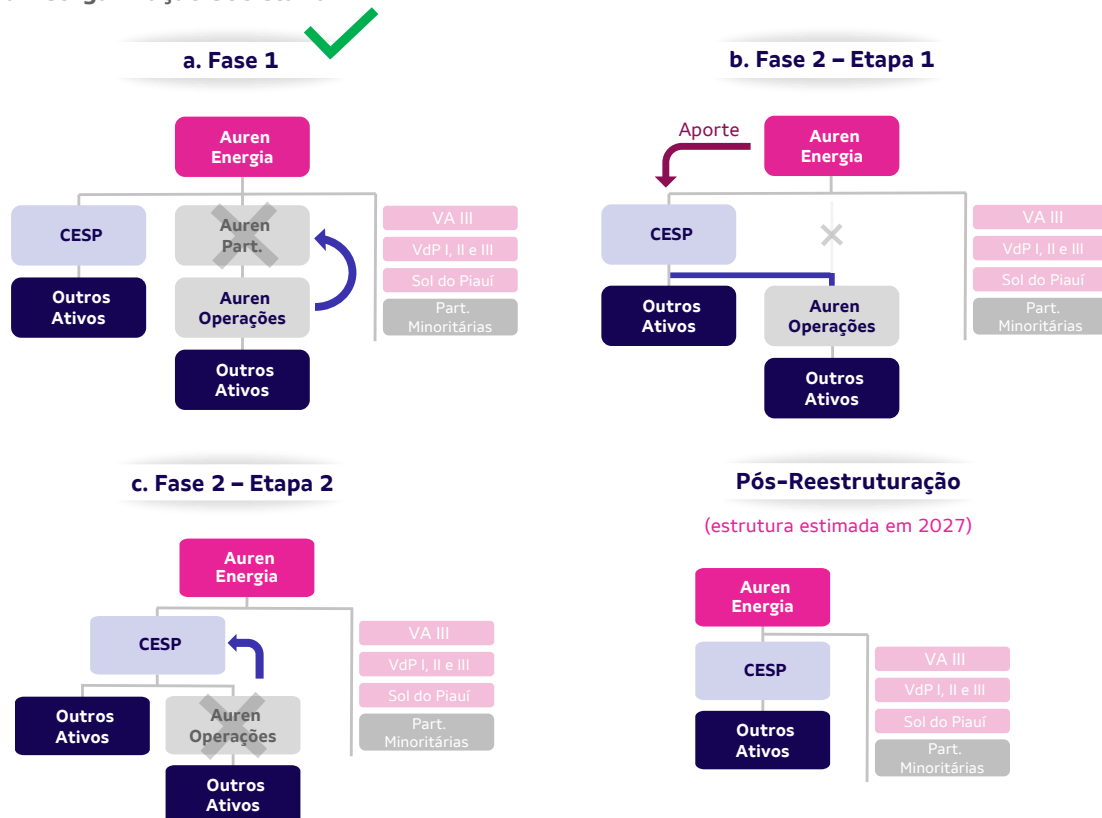
Em 31 de maio de 2026, a Companhia **concluiu a Fase 1 da reorganização societária**, com a implementação da incorporação reversa da Auren Participações pela Auren Operações. Com a conclusão dessa etapa, a Auren Participações foi extinta, tendo a Auren Operações sucedido universalmente todos os seus direitos e obrigações, passando a ter a totalidade de suas ações detidas diretamente pela Auren Energia. Como consequência, as debêntures anteriormente emitidas pela Auren Participações passaram a ser de emissão da Auren Operações, mantendo suas características e respectivos códigos de negociação.

Em 24 de junho, os Conselhos de Administração da Auren Energia, da CESP e da Auren Operações **aprovaram a Fase 2 da reorganização societária**, composta pelas seguintes etapas:

- (a) **Fase 2 – Etapa 1:** transferência, pela Auren Energia, de determinados ativos e passivos para a CESP, mediante operação de aporte de capital, incluindo 100% das ações ordinárias, nominativas, escriturais e sem valor nominal, de emissão da Auren Operações, bem como o *drop-down* da 3ª Emissão de Debêntures da Auren Energia (R\$ 2,5 bilhões), de forma a alinhar a alocação do endividamento à geração operacional de caixa dos ativos. Desse modo, a CESP passará a deter participação societária direta correspondente a 100% do capital social da Auren Operações.
- (b) **Fase 2 – Etapa 2:** incorporação da Auren Operações pela CESP, com sua consequente extinção, consolidando na CESP os ativos hidrelétricos e a respectiva estrutura operacional correspondente.

A implementação da Fase 2 permanece condicionada ao cumprimento das condições precedentes previstas para a operação, incluindo, entre outras, a obtenção das autorizações regulatórias aplicáveis, especialmente da ANEEL e dos demais terceiros envolvidos, bem como a verificação das demais condições previstas nos documentos da operação. A Companhia manterá seus acionistas e o mercado devidamente informados acerca de quaisquer desdobramentos relevantes relacionados à reorganização societária.

Etapas da Reorganização Societária

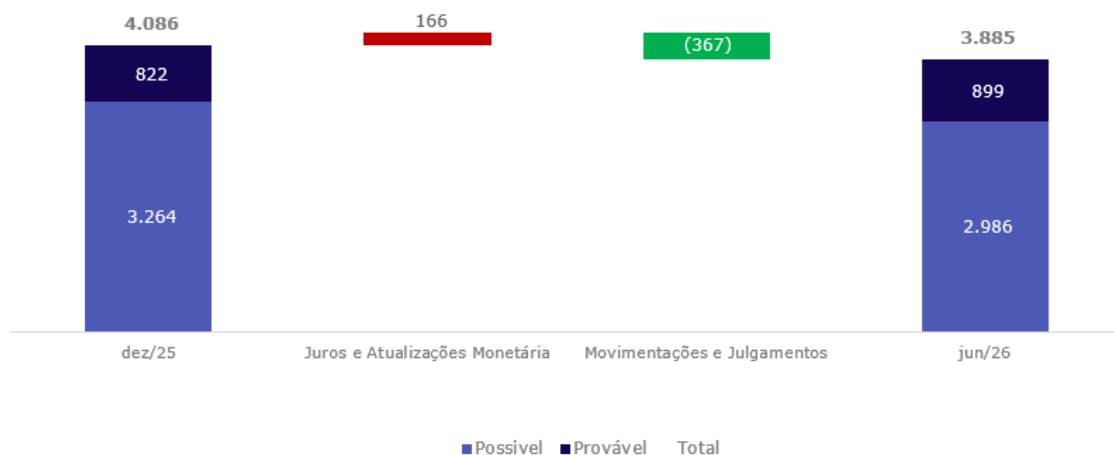


Contencioso Passivo

A divulgação do contencioso passivo da Auren, alinhada às melhores práticas de mercado, engloba o montante envolvido nos processos cuja estimativa de perda é classificada como provável e possível.

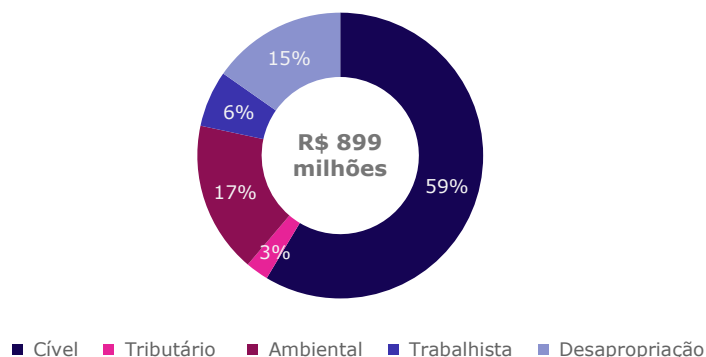
Atualmente, a Companhia figura como parte em processos judiciais que totalizam R\$ 899 milhões em provisões (perdas prováveis) e R\$ 2.986 milhões em contingências classificadas como perda possível. O valor consolidado, de R\$ 3.885 milhões, representa uma redução de R\$ 201 milhões em relação ao registrado no 4º trimestre de 2025, reflexo de movimentações processuais e correção monetária. A movimentação mais relevante diz respeito ao êxito integral da Companhia em processo tributário.

Perfil do Contencioso Passivo Provável e Possível



Como se nota no gráfico abaixo, sob a denominação de “Perfil do Contencioso Passivo”, a distribuição do risco provisionado por natureza jurídica revela a predominância da carteira cível, que concentra 59% do risco provável. Esta abrange, majoritariamente, ações indenizatórias, bem como demandas de natureza regulatória e imobiliária (excetuando-se casos de desapropriação), com o total de 1.183 ações em curso.

Perfil do Contencioso Passivo Provável (% Total)



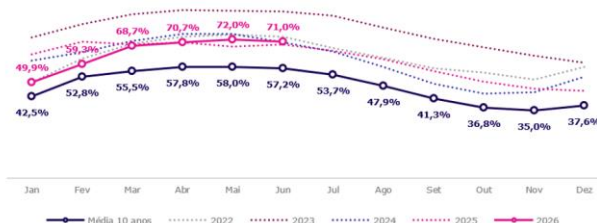
A Companhia reforça que o valor do contencioso passivo é objeto de reavaliações constantes, justamente porque sua mensuração é atrelada ao melhor prognóstico de risco da Companhia, incluindo o próprio andamento das ações judiciais.

Visão Geral do Trimestre

Auren registra **EBITDA Ajustado de R\$ 859 milhões** no 2T26, com destaque para o início da **operação em teste do Complexo Cajuína 3**

Nível dos Reservatórios do SIN

(% Energia Armazenada Máxima)



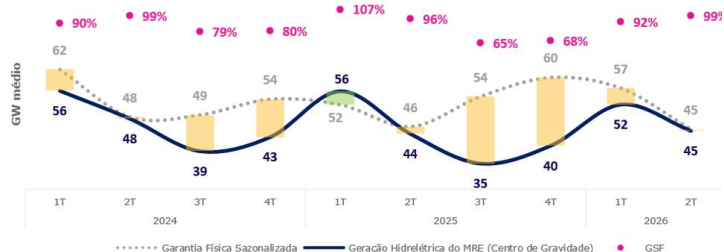
A **melhora das condições hidrológicas** ao longo do segundo trimestre e uma carga abaixo do esperado impulsionaram a **recuperação dos reservatórios** do SIN, contribuindo para a **redução dos preços de energia** observada no período.

Curtailment Eólico e Solar e Modulação

2T26	Eólica	Solar
Curtailment SIN. (%)	15,7%	25,8%
Curtailment Auren. (%)	12,9%	26,0%
Geração Efetiva Auren (% do P50)	84,3%	67,8%
Curtailment Auren por Fonte (R\$ milhões)	77,8	20,1
Curtailment Auren Consolidado (R\$ milhões)	97,8	
(-) Ganhos com Modulação (R\$ milhões)	70,5	
(=) Curtailment Líquido de Modulação (R\$ milhões)	27,3	

Energia Alocada no MRE

(GW médios)



O **GSF atingiu 99%** no 2T26 (+3 p.p. vs. o 2T25), refletindo a combinação de **maior geração hidrelétrica** e **menor alocação de garantia física** pelos participantes do MRE.

Destaques Financeiros

EBITDA Ajustado de R\$ 858,9 milhões (-12,4% vs. 2T25), influenciado por:

- Menor recurso eólico, com desvio negativo de 4,4 p.p. em relação à certificação dos ativos no 2T26 e maior curtailment.
- Curtailment de R\$ 97,8 milhões no trimestre, sendo em grande parte mitigado pelos R\$ 70,5 milhões em ganhos de modulação no período.
- Menor resultado da Comercializadora em 2026, dada menor margem de comercialização.

Redução da dívida líquida, com **ligeiro aumento da alavancagem** (5,3x Dívida Líquida/EBITDA Ajustado) em função da queda do EBITDA dos últimos 12 meses.

Balanco Energético Consolidado

